



**Universidad**  
Zaragoza

# Trabajo Fin de Máster

Análisis de las posibilidades de conexión  
de generadores fotovoltaicos a la red  
eléctrica en autoconsumo

Autor/es

Félix Jaime Anadón

Director/es

Rodofo Dufo López

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2016



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D<sup>a</sup>. Félix Jaime Anadón,

con nº de DNI 76924947K en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)  
Máster \_\_\_\_\_, (Título del Trabajo)

Análisis de las posibilidades de conexión de generadores fotovoltaicos a la red eléctrica en autoconsumo

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, 21 de Noviembre de 2016

Fdo: Félix Jaime Anadón

# Análisis de las posibilidades de conexión de generadores fotovoltaicos a la red eléctrica en autoconsumo

## RESUMEN

El objetivo de este trabajo ha sido la evaluación técnica, legal y económica del modelo de autoconsumo regulado actualmente en España y de otros modelos que pudieran ser más beneficiosos para el consumidor.

Se ha analizado el Real Decreto vigente en materia de autoconsumo con objeto de conocer bien las condiciones que aplicarían en caso de colocar una instalación fotovoltaica para autoconsumo por parte de un pequeño consumidor y se ha comparado con el primer borrador de este decreto que establecía un modelo muy diferente: el balance neto.

A través del software iHOGA se han simulado los diferentes modelos propuestos, para una serie de condiciones económicas y variaciones de los factores relevantes en este tipo de instalaciones, como son el interés del mercado, la inflación, el precio de los componentes o la potencia instalada, con el propósito de evaluar la posibilidad de viabilidad real de las instalaciones fotovoltaicas.

Además, se han comentado las opciones en materia de autoconsumo que existen en dos de los países mejor posicionados en el sector de la fotovoltaica a nivel mundial: Alemania y Estados Unidos.

# Tabla de contenido

1.	Introducción.....	4
1.1	Objeto .....	4
1.2	Contexto energético .....	4
2.	Marco normativo .....	6
2.1	Evolución de la normativa renovable en España.....	6
2.2	Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo.....	8
2.3	Resumen del primer borrador del Real Decreto de autoconsumo .....	16
2.4	Normativa en otros países .....	17
2.4.1	Alemania.....	17
2.4.2	Estados Unidos .....	18
3.	Casos de estudio .....	20
3.1	Introducción .....	20
3.2	Descripción general .....	20
3.3	Descripción de la instalación.....	23
3.4	Descripción de los casos analizados .....	26
4.	Resultados .....	32
4.1	Resultados del caso 0: Compra sólo a red .....	32
4.2	Resultados del caso 1: modelo de autoconsumo según el Real Decreto 900/2015....	33
4.3	Resultados del caso 2: modelo de balance neto según el primer borrador del Real Decreto.....	37
4.4	Resultados del caso 3: Modelo de balance neto semejante al existente el EEUU.....	40
4.5	Resultados del caso 4: Modelo de balance neto económico.....	43
4.6	Resultados para un perfil de consumo modificado .....	45
5.	Conclusiones .....	46
6.	Referencias .....	48
7.	Anexos .....	50
	Anexo 1. Datos de irradiación utilizados .....	50
	Anexo 2. Datos técnicos de los componentes de la instalación. ....	52
	Anexo 3. Modelos de informe generados por iHOGA.....	54
	Anexo 4. Simulaciones energéticas proporcionadas por el software. ....	57

# 1. Introducción

## 1.1 Objeto

El objeto del presente Trabajo de Fin de Máster es evaluar algunas posibilidades de conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en el ámbito doméstico para autoconsumo eléctrico, comparando entre sí sus rentabilidades a través de la actualización de los flujos de caja al momento actual (VAN, Valor Actual Neto).

Previamente se analiza el Real Decreto 900/2015 [1], el cual regula las condiciones técnicas y administrativas en instalaciones de autoconsumo y se resume el primer borrador [2] previo al Decreto, por definir una regulación totalmente diferente a lo que finalmente se aprobó, que sí favorecía en mayor medida la implantación de estos sistemas alternativos.

Además de las posibilidades de conexión surgidas en España en los últimos años, se han evaluado otros modelos existentes en otros países con el fin de comprobar su idoneidad frente a los existentes en nuestro país.

## 1.2 Contexto energético

Hoy en día es un hecho innegable que las energías renovables son el camino a seguir tanto en el presente como en el futuro a nivel mundial. La caducidad inminente de los combustibles fósiles, así como el aumento progresivo de los niveles de contaminación y deterioro del medio ambiente han provocado la puesta en marcha de numerosas directivas y normas tanto a nivel global como comunitario y nacional. El Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático fue el punto inicial en la toma de medidas europeas en materia de control de consumo de energía en Europa, fomento del uso de energía renovable, ahorro energético y eficiencia energética.

La directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo Europeo exige lo que se conoce como el Objetivo 20/20/20, esto es, que para el año 2020 se debe conseguir una cobertura de energía final a partir de renovables del 20%, una mejora de la eficiencia energética de un 20% y una disminución de la emisión de gases de efecto invernadero del 20%.

En el caso de España, esta directiva va apoyada por el Plan de Energía Renovables 2011-2020, que incluso mejoraba la previsión del primer porcentaje hasta el 20,8% de consumo final de energía procedente de renovables para 2020, tal y como se observa en la figura 1.

País	2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017-2018	2020	S2020
Alemania	11,10%	12,40%	13,95%	16,20%	19,60%	18%
Austria	31,25%	31,75%	32,25%	33,00%	34,20%	34%
Bélgica	4,80%	6,30%	8,05%	10,10%	13,00%	13%
Bulgaria	10,72%	11,38%	12,37%	13,69%	16,00%	16%
Chipre	6,95%	8,10%	9,35%	10,80%	13,00%	13%
Dinamarca	19,20%	20,50%	22,60%	25,30%	30,00%	30%
Eslovaquia	8,20%	8,90%	10,00%	11,40%	14,00%	14%
Eslovenia	18,45%	19,80%	21,50%	23,00%	25,30%	25%
<b>España (PER)</b>	14,75%	15,85%	17,00%	18,50%	20,80%	<b>20%</b>
Estonia	21,60%	23,35%	23,65%	24,35%	25,00%	25%
Finlandia	30,55%	31,90%	33,10%	35,20%	38,00%	38%
Francia	13,75%	15,50%	17,50%	20,00%	23,00%	23%
Grecia	9,15%	10,20%	11,90%	14,15%	18,00%	18%
Holanda	5,10%	7,15%	9,10%	11,50%	14,50%	14%
Hungría	7,35%	7,75%	8,80%	11,50%	14,65%	13%
Irlanda	8,55%	10,75%	12,00%	13,45%	16,00%	16%
Italia	8,94%	9,69%	11,63%	13,36%	17,00%	17%
Letonia	34,10%	34,85%	35,95%	37,25%	40,00%	40%
Lituania	17,50%	19,50%	21,50%	24,00%	24,00%	23%
Luxemburgo	2,90%	3,90%	5,40%	7,50%	11,00%	11%
Malta	2,45%	4,60%	6,15%	9,65%	10,20%	10%
Polonia	10,35%	11,25%	12,20%	13,45%	15,50%	15%
Portugal	26,05%	27,25%	28,65%	30,15%	31,00%	31%
Reino Unido	4,00%	5,50%	7,50%	10,00%	15,00%	15%
República Checa	9,75%	11,05%	11,95%	12,70%	13,50%	13%
Rumanía	18,52%	19,51%	20,36%	21,52%	24,00%	24%
Suecia	44,55%	45,95%	47,35%	48,65%	50,20%	49%

> que TI de la Directiva  
 < que TI de la Directiva  
 = que TI de la Directiva

Figura 1. Objetivos de cobertura de energía primaria con renovables de los países de la UE  
 (Fuente: [www.energiaysociedad.es](http://www.energiaysociedad.es))

Sin embargo, la realidad es que debido a las numerosas medidas negativas que han sido tomadas en el ámbito regulatorio en nuestro país, se ha producido un frenazo muy importante en el desarrollo de la generación a partir de renovables.

Este proyecto se va a centrar en el caso de la energía fotovoltaica, aunque muchos de los aspectos aquí expuestos pueden extrapolarse a otras tecnologías renovables como la eólica de baja potencia.

## 2. Marco normativo

### 2.1 Evolución de la normativa renovable en España

El año 1998 fue el comienzo de una gran transformación en el sector eléctrico a partir de la directiva europea 96/92/CE, cuyo objetivo fundamental era el inicio de creación de un Mercado interior de la electricidad en la Unión Europea a partir de la liberalización de las actividades de generación y comercialización de la energía eléctrica.

En 2003 se dio un nuevo impulso para dicho objetivo por parte de la UE con la directiva 2003/54/CE, transpuesta a la legislación española a través de la Ley 17/2007, de 4 de julio, que modificaba la Ley 54/1997 del Sector eléctrico existente para adecuarla a la directiva europea. La modificación más relevante fue la eliminación de las tarifas integrales y la introducción de la actividad Suministro de Último Recurso.

Al mismo tiempo que evolucionaba el Sector Eléctrico en sí, comenzaban a aparecer las primeras instalaciones de generación de energía renovable. Por ello tuvieron que publicarse normas y decretos que regulasen esta nueva actividad de forma específica (Real Decreto 2818/1998, Real Decreto 1663/2000, entre otros). Finalmente, el marco regulador que impulsó la energía solar fotovoltaica conectada a red en España fue el Real Decreto 436/2004 y el Real Decreto 661/2007, que establecía una serie de primas por kWh inyectado a la red.

De esta forma, España se convirtió en 2008 en uno de los países líderes a nivel mundial en este tipo de instalaciones, especialmente en la energía solar.

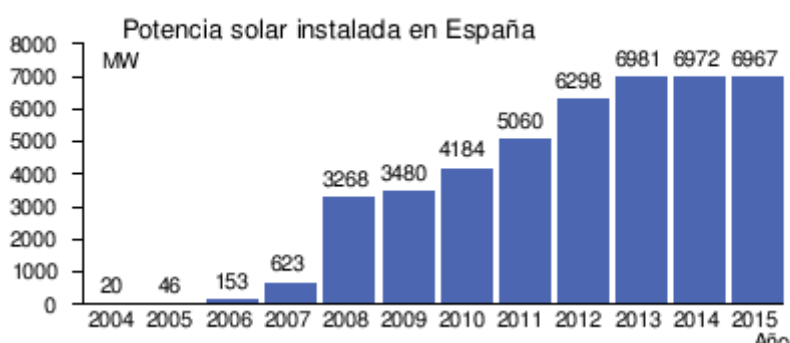


Figura 2. Evolución de la potencia solar instalada en España (Fuente: [www.wikipedia.es](http://www.wikipedia.es))

A partir de entonces empezaron a sucederse recortes en las subvenciones y primas a la fotovoltaica y a las renovables en general. El RD 1578/2008 comenzó ya a frenar el desarrollo estableciendo límites de capacidad instalada y reduciendo las primas de generación. En 2010 se establecieron dos regulaciones importantes: el RD 1565/2010, de 19 de noviembre, que limitaba la percepción de primas hasta el año 25, y el Real Decreto-Ley 14/2010, de 24 de diciembre que limitaba el número de horas susceptibles de pago.

Posteriormente, y pese a que en 2011 se presentó un borrador de Real Decreto [2] (del que se hablará con más detalle posteriormente) que parecía estar más acorde a lo que se estaba dando en el resto de Europa en materia de autoconsumo (pretendía regular el balance neto en instalaciones de autoconsumo eléctrico), a comienzos de 2012 el Gobierno aprobó el Real Decreto Ley 1/2012 por el que se suspendían las subvenciones y retribuciones económicas para nuevas instalaciones fotovoltaicas (y renovables en general, las llamadas de Régimen Especial).

Todas estas medidas fueron definidas por el Gobierno como necesarias para disminuir el conocido déficit de tarifa, achacado principalmente a las primas a las renovables, aunque desde el sector renovable se estima que sólo aproximadamente un 20% del déficit podría deberse a las primas del régimen especial, incluida la cogeneración.

Todo ello supuso el freno definitivo al desarrollo de esta tecnología. De hecho, en los últimos 4 años no ha habido prácticamente un aumento de la potencia instalada de energía renovable, como se observa en la figura 2.

El año 2015 ha sido el primero en mucho tiempo en verse disminuida la contribución de renovable en la generación de electricidad (37,4% frente al 42,8% en 2014, según el informe de 2015 de SEE [20]), por lo que se han consumido más combustibles fósiles. También ha disminuido la contribución al consumo total de energía primaria, con una variación del 3% respecto del año 2014 (ver figura 3).

Pese a ser uno de los países más proclives a la implantación de energía solar debido a sus características geográficas, va perdiendo posiciones con respecto a otros países europeos o del resto del mundo con menor recurso solar.

### Consumo de energía primaria

	2014		2015		2015/2014
	(ktep)	Estructura (%)	(ktep)	Estructura (%)	Variación (%)
<b>CARBÓN</b>	11.639	9,8	14.426	11,6	23,9
<b>PETRÓLEO</b>	50.447	42,6	52.434	42,3	3,9
<b>GAS NATURAL</b>	23.662	20,0	24.590	19,9	3,9
<b>NUCLEAR</b>	14.934	12,6	14.927	12,1	-0,0
<b>ENERGÍAS RENOVABLES</b>	17.796	15,0	17.243	13,9	-3,1
-Hidráulica	3.369	2,8	2.397	1,9	-28,8
-Otras energías renovables	14.428	12,2	14.846	12,0	2,9
-Eólica	4.473	3,8	4.243	3,4	-5,1
-Biomasa y residuos	5.859	4,9	6.353	5,1	8,4
-R. S. U.	204	0,2	260	0,2	27,4
-Biomasa	5.302	4,5	5.652	4,6	6,6
-Biogás	353	0,3	441	0,4	24,9
-Biocarburantes	969	0,8	1.018	0,8	5,0
-Geotérmica	19	0,0	20	0,0	4,9
-Solar	3.107	2,6	3.213	2,6	3,4
-Fotovoltaica	707	0,6	705	0,6	-0,2
-Solar termoeléctrica	2.142	1,8	2.231	1,8	4,1
-Solar térmica	259	0,2	277	0,2	7,2
<b>RESIDUOS NO RENOVABLES</b>	204	0,2	260	0,2	27,3
<b>SALDO ELECTRICO</b>	-293	-0,2	-13	-0,0	-95,5
<b>TOTAL</b>	118.389	100	123.866	100	4,6

Figura 3. Reparto de tecnologías en el consumo de energía primaria 2014-2015 (Fuente: IDAE)



Finalmente, en 2012 se publicó un segundo borrador [3] de Real Decreto sobre autoconsumo que modificó drásticamente lo expuesto en el primer borrador arriba nombrado: se eliminó toda referencia al balance neto y solamente se trata el autoconsumo, en muchos casos sin contraprestación económica.

Este último borrador tomó forma legal a través del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, el cual se analiza con detalle en el siguiente apartado.

## 2.2 Real Decreto 900/2015 de Autoconsumo

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su *Artículo 9. Autoconsumo de energía eléctrica* la definición del término “autoconsumo”: consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Además, distingue varias modalidades de autoconsumo:

- **a) Modalidad de suministro con autoconsumo:** consumidor con instalación de generación no dada de alta en el registro como instalación de producción. Existe un único sujeto: el consumidor.
- **b) Modalidad de producción con autoconsumo:** consumidor asociado a instalación de producción inscrita en el registro como tal. Existen dos sujetos: el consumidor y el productor.
- **c) Modalidad de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción:** También existen dos sujetos: el consumidor y el productor.

Por otro lado, el apartado 3 ya explica que todos los consumidores que se acojan a cualquier modalidad de autoconsumo (salvo los que se encuentren aislados de la red eléctrica) tendrán que pagar los mismos peajes de acceso y cargos que un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades, además de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida.

El Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre [1], pretende regular las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades arriba descritas. En dicho Real Decreto se hace distinción entre dos modalidades de autoconsumo:

- **Modalidad de autoconsumo tipo 1:** que se refiere a la modalidad a) de la Ley 24/2013 [4]. Los requisitos para acogerse a esta modalidad son:
  - Potencia contratada no superior a 100 kW.
  - Potencia instalada de generación menor o igual a la potencia contratada.

- El titular del punto de suministro será el mismo que el de los equipos de consumo e instalaciones de generación en su red.
- **Modalidad de autoconsumo tipo 2:** que aplica tanto a las modalidades b) y c), definidas en la Ley 24/2013 [4]. Los requisitos para acogerse a esta modalidad son:
  - No hay límite de potencia contratada.
  - La suma de las potencias instaladas de las instalaciones de producción será menor o igual a la potencia contratada por el consumidor.
  - Si hay varias instalaciones, el titular debe ser la misma persona física o jurídica.

En la modalidad de tipo 2, los titulares de la instalación de producción se consideran consumidores por los consumos de sus servicios auxiliares de generación.

Podrán conectarse elementos de acumulación si:

- Disponen de las protecciones establecidas en la normativa correspondiente.
- Comparten equipo de medida que registre la generación neta.
- Comparten equipo de medida que registre la energía horaria consumida.

#### Procedimiento de conexión y acceso:

Los consumidores que se acojan a la modalidad de autoconsumo tipo 1, que tengan una potencia contratada igual o inferior a 10 kW y cuenten con un dispositivo que impida el vertido a red, no tendrán que pagar los estudios de acceso y conexión a la red eléctrica.

#### Contratos:

**Modalidad 1:** Contrato de acceso con la distribuidora (o a través de la comercializadora) y contrato de suministro con la comercializadora.

**Modalidad 2:** Contrato de acceso con la distribuidora (o a través de la comercializadora), contrato de acceso para los servicios auxiliares de producción y 2 contratos de suministro (como consumidor y como productor para los servicios auxiliares).

#### Equipos de medida:

Los equipos se situarán en los puntos más próximos posibles al punto frontera, y tendrán capacidad de resolución al menos horaria.

**Modalidad 1:** El encargado de la lectura de los equipos de medida es el distribuidor. Equipos necesarios:

- Equipo que registre la energía neta generada de la instalación de generación.
- Equipo de medida independiente en el punto frontera de la instalación que mida la energía importada de la red eléctrica.

- OPCIONAL: Equipo que registre la energía consumida total, esto es, energía generada + energía comprada – energía excedente.

**Modalidad 2:** Los equipos requeridos con carácter general son:

- Equipo de medida bidireccional para energía generada neta.
- Equipo de medida que registre la energía consumida total.
- OPCIONAL: Equipo de medida bidireccional en el punto frontera de la instalación.

Si la potencia instalada es menor o igual a 100kW y el consumidor y el titular de la instalación son la misma persona física o jurídica:

- Equipo de medida bidireccional para energía generada neta.
- Equipo de medida bidireccional en el punto frontera de la instalación.
- OPCIONAL: Equipo de medida que registre la energía consumida total.

#### Gestión de la energía eléctrica producida y consumida:

Si el consumidor acogido a la modalidad de autoconsumo tipo 1 vierte energía excedentaria a la red, no recibirá contraprestación económica por ello. Para poder darse esta circunstancia deberá pertenecer a la modalidad de autoconsumo tipo 2.

#### Peajes de acceso y cargos:

1. Se pagará un **peaje de acceso** que consta de un término fijo de potencia contratada y de un término variable de la energía consumida de la red (demanda horaria).  
Según este Real Decreto, los precios de los peajes de acceso son los establecidos en el artículo 9 de la Orden IET/2444/2014 [6], o norma que la sustituya.  
En este caso la orden que la sustituye, Orden IET/2735/2015 [7] sólo modifica los precios del peaje de acceso tipo 6.1B.  
A su vez, la citada Orden IET/2444/2014, modificaba exclusivamente los precios de los peajes 6.1A y 6.1B, dejando invariables los precios del año 2014 para los demás peajes de acceso.

A continuación se muestran los precios vigentes para cada peaje de acceso:

NT	Peaje de acceso	Tarifa de acceso . Cargo fijo (€/kW y año)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0A ( $P_c \leq 10$ kW)	38,043426					
	2.0DHA ( $P_c \leq 10$ kW)	38,043426					
	2.0DHS ( $P_c \leq 10$ kW)	38,043426					
	2.1A ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	44,44471					
	2.1 DHA ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	44,44471					
	2.1 DHS ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	44,44471					
AT	3.0A ( $P_c > 15$ kW)	40,728885	24,43733	16,291555			
	3.1A (1 kV a 36 kV)	59,173468	36,490689	8,367731			
	6.1A (1 kV a 30 kV)	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177
	6.1B (30 kV a 36 kV)	31,020989	15,523919	11,360932	11,360932	11,360932	5,183592
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	22,158348	11,088763	8,115134	8,115134	8,115134	3,702649
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	18,916198	9,466286	6,92775	6,92775	6,92775	3,160887
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	13,706285	6,859077	5,019707	5,019707	5,019707	2,290315

Figura 4. Peaje de acceso, cargo fijo (Fuente: elaboración propia a partir de datos de las normativas vigentes)

NT	Peaje de acceso	Tarifa de acceso . Cargo variable (€/kWh)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0A ( $P_c \leq 10$ kW)	0,044027					
	2.0DHA ( $P_c \leq 10$ kW)	0,062012	0,002215				
	2.0DHS ( $P_c \leq 10$ kW)	0,062012	0,002879	0,000886			
	2.1A ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	0,05736					
	2.1 DHA ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074568	0,013192				
	2.1 DHS ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074568	0,017809	0,006596			
AT	3.0A ( $P_c > 15$ kW)	0,018762	0,012575	0,00467			
	3.1A (1 kV a 36 kV)	0,014335	0,012754	0,007805			
	6.1A (1 kV a 30 kV)	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137
	6.1B (30 kV a 36 kV)	0,021822	0,016297	0,008685	0,004322	0,002791	0,001746
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,015587	0,011641	0,006204	0,003087	0,001993	0,001247
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,015048	0,011237	0,005987	0,002979	0,001924	0,001206
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,008465	0,007022	0,004025	0,002285	0,001475	0,001018

Figura 5. Peaje de acceso, cargo variable (Fuente: elaboración propia a partir de datos de las normativas vigentes)

- Se pagarán cargos asociados a los costes del sistema y por otros servicios, de forma conjunta, que constan de un término fijo y de un cargo variable llamado cargo transitorio de energía autoconsumida que se aplica a la energía que se produzca en la instalación de generación del consumidor.

El cargo fijo en función de la potencia se aplica, para todas las modalidades de autoconsumo, sobre la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso. (La potencia de aplicación de cargos según RD es: potencia requerida por la instalación del consumidor en un periodo tarifario). El precio es el siguiente:

PEAJE DE ACCESO	Cargo fijo (€/kW y año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ( $P_c \leq 10$ kW)	8,682019					
2.0 DHA ( $P_c \leq 10$ kW)	8,682019					
2.0 DHS ( $P_c \leq 10$ kW)	8,682019					
2.1 A ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	15,083303					
2.1 DHA ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	15,083303					
2.1 DHS ( $10 < P_c \leq 15$ kW)	15,083303					
3.0 A ( $P_c > 15$ kW)	32,083923	6,212601	14,245468			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,370283	7,253411	5,046692			
6.1A (1 kV a 30 kV)	22,474651	8,056099	9,872687	11,969862	14,279130	4,911990
6.1B (30 kV a 36 kV)	14,356213	3,993364	6,899441	8,996616	11,305884	3,555405
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,317256	1,583664	4,439480	6,384560	8,074483	2,464864
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,452888	2,660520	3,963845	5,505622	6,894555	1,933970
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,011434	0,000000	1,777750	3,495529	4,990903	0,994354

Figura 6. Coste del sistema y otros servicios, cargo fijo (Fuente: IET 2735/2015)

Es importante detenerse en este punto para determinar claramente sobre qué cantidad aplica este cargo fijo.

Según el Anexo I *Cálculo de las energías y potencias a efectos de facturación y liquidación*, del presente decreto, la potencia de aplicación de cargos será, para autoconsumidores de tipo 1:

- Cuando se dispone de equipo de medida que mida energía consumida total: será la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso si el control de la potencia se realizara utilizando este equipo. (cabe recordar que este equipo mide energía generada + energía comprada – energía excedentaria).
- Cuando no se dispone del equipo anterior: si la instalación de generación es de tipo no gestionable, como es el caso de una fotovoltaica sin elementos de acumulación, la potencia de aplicación de cargos será *la potencia que correspondería facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso si el control de la potencia se realizara mediante el equipo del punto frontera*, es decir, la potencia que marque el contador de la compañía.

Teniendo en cuenta que el equipo de medida de energía total consumida es opcional para autoconsumidores tipo 1 tal y como dice el Real Decreto, si no se instala este dispositivo la potencia que marca el contador de la compañía nunca va a ser superior a la potencia facturada por peajes de acceso, ya que presumiblemente será la misma.

Por lo tanto, esa diferencia que determina el valor sobre el que se aplica el cargo fijo va a ser siempre cero cuando se hable de una instalación acogida a la modalidad 1.

El cargo variable a partir de enero de 2016, y hasta que se aprueben los cargos asociados a los costes del sistema, en desarrollo de lo previsto en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, será:

PEAJE DE ACCESO	Carga transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,044504					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,058489	0,007368				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,059269	0,007650	0,007344			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,056200					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,069426	0,016716				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,070206	0,019507	0,012602			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,021957	0,015040	0,010183			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,016699	0,011411	0,013268			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,012995	0,012837	0,008996	0,010431	0,011206	0,007951
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,012995	0,009531	0,008541	0,009527	0,010623	0,007580
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,014139	0,012915	0,009197	0,009622	0,009936	0,007470
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,016527	0,014150	0,009832	0,009751	0,009893	0,007501
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,012995	0,009871	0,008541	0,009030	0,009477	0,007328

Figura 7. Coste del sistema y otros servicios, cargo variable (Fuente: IET 2735/2015)

Se aplica sobre la energía correspondiente al autoconsumo horario, es decir, la energía consumida proveniente de la instalación de generación.

IMPORTANTE: los consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1 cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW estarán exentos del pago de este cargo transitorio por energía autoconsumida.

Este cargo variable se compone de:

- Cargo asociado a los costes del sistema

PEAJE DE ACCESO	Componente de cargo variable asociado a los costes del sistema (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,033311					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,047155	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,047935	0,000000	0,000137			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,045007					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058093	0,009348				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058873	0,011858	0,005395			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,007020	0,004173	0,003562			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,003705	0,001385	0,006705			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,000000	0,003305	0,000454	0,002384	0,003159	0,001388
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,001480	0,002576	0,001017
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,001145	0,003383	0,000655	0,001575	0,001889	0,000907
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,003533	0,004618	0,001291	0,001705	0,001846	0,000938
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000339	0,000000	0,000983	0,001430	0,000765

Figura 8. Componente de cargo variable: costes del sistema (Fuente: IET 2735/2015)

- Cargo asociado a los pagos por capacidad:

Peajes de acceso	Precio unitario para la financiación de los pagos por capacidad Euro/kWh (b.c.)					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
<b>Peajes de baja tensión</b>						
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,004630					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,000805				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,004771	0,001087	0,000644			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,004630					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,000805				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,004771	0,001087	0,000644			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,008374	0,004304	0,000058			
<b>Peajes de alta tensión</b>						
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,006432	0,003463	0,000000			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,006432	0,002969	0,001979	0,001484	0,001484	0,000000

Figura 9. Componente de cargo variable: pago por capacidad (Fuente: IET 2735/2015)

- Cargo de otros servicios:

COMPONENTE	PRECIO (€/kWh)
Retribución operador del mercado	0,000025
Retribución operador del sistema	0,000109
Servicio de interrumpibilidad	0,001900
Servicios de ajuste	0,004530

Figura 10. Otros componentes del cargo variable (Fuente: IET 2735/2015)

En los sistemas eléctricos de la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares:

- El cargo variable transitorio por energía autoconsumida se calcula con una reducción con respecto al aplicado a los territorios peninsulares para el sistema Mallorca-Menorca.

PEAJE DE ACCESO	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh) MALLORCA-MENORCA					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,013723	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,029533	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,029417	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,025418	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,040470	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,040355	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,002835	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Figura 11. Cargo variable para el sistema Mallorca-Menorca (Fuente: IET 2735/2015)

- El cargo variable transitorio por energía autoconsumida toma valor cero para todos los peajes de acceso y periodos horarios para el sistema Ibiza-Formentera.

En los sistemas eléctricos de la Comunidad Autónoma de Canarias y de las Ciudades de Ceuta y Melilla:

- El cargo variable transitorio por energía autoconsumida toma valor cero para todos los peajes de acceso y periodos horarios.



## 2.3 Resumen del primer borrador del Real Decreto de autoconsumo [2]

Se define el balance neto como la compensación de saldos de energía de manera instantánea o diferida. El consumo de balance neto será el *consumo instantáneo o diferido de la energía eléctrica que hubiera sido producida en el interior de la red de un punto de suministro o instalación titularidad de un consumidor y que estuviera destinada al consumo propio*.

- Aplicación: consumidores de potencia contratada no superior a 100 kW.
- Dos equipos de medida (o uno bidireccional) en el punto frontera que registren el saldo neto de generación y consumo.
- Suscribir contrato de acceso con la compañía distribuidora.
- Suscribir contrato de suministro con la compañía comercializadora.
- La energía generada excedentaria se cede a red sin contraprestación económica.
- La cesión genera derechos de consumo diferido a utilizar en el plazo de los 12 meses siguientes al inicio de la generación del derecho.
- La energía adquirida en diferido únicamente tendrá coste para el consumidor en concepto de peaje de acceso y un coste del servicio de balance neto. Este último será el que marquen las empresas comercializadoras y su máximo vendrá establecido por el Ministro de Industria Turismo y Comercio.
- La facturación será mensual en base a las lecturas reales.

## 2.4 Normativa en otros países

### 2.4.1 Alemania

Alemania es uno de los países que mayor desarrollo de la tecnología fotovoltaica ha experimentado. En el año 2015 poseía una potencia fotovoltaica instalada de 38,2 GW aproximadamente, lo que le convierte segunda en el ranking mundial, solo por detrás de China. La fotovoltaica cubrió en Alemania casi el 7% de la demanda de electricidad.

Este desarrollo ha sido promovido por la Ley de Energías Renovables (EEG en alemán) desde el año 2000. El gobierno alemán busca un mayor progreso en este tipo de energías, intentando llegar a en el sector eléctrico a una cuota de renovables del 40-45 % en 2025 y del 55-60% en 2035.

El sistema utilizado para el desarrollo de la fotovoltaica es el llamado Feed-in-Tariff. Este sistema consiste en una retribución fija a largo plazo a los generadores de energía fotovoltaica por los excedentes que son vertidos a la red eléctrica. Con el fin de establecer certidumbre en los proyectos, la Ley asegura que esos excedentes van a ser comprados. Además las tarifas son diferentes en función de la tecnología, del tamaño y de la ubicación de la instalación, premiando así en mayor medida a aquellas que están menos desarrolladas con el fin de lograr un avance equitativo en todas ellas.

La nueva reforma de la EEG de 2014 estableció que no todas las nuevas instalaciones (mayores de 500 kW a partir de 2015 y de 100 kW a partir de 2016) recibirán esta retribución, si no que se someterá a subasta, en función de las necesidades o previsiones de capacidad. Además tendrán que pagar el 100% del recargo EEG, que es la tasa que se utiliza para pagar el sistema Feed in Tariff en Alemania. Sin embargo, las pequeñas instalaciones (< 10 kW) quedan exentas de este recargo.

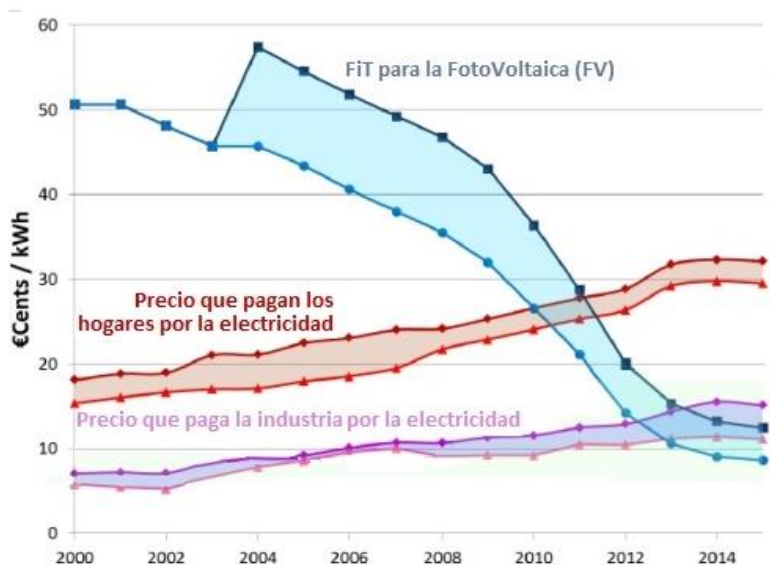


Figura 12. Evolución del precio de la electricidad y la tarifa Feed-in en Alemania  
(Fuente: [www.enerbias-renovables.com](http://www.enerbias-renovables.com))

Otra característica del FiT alemán es la disminución progresiva de las tarifas en cada año. Este decremento también varía según el tipo de energía, siendo más suave en las tecnologías menos desarrolladas, con el fin de que las empresas sigan innovando. De esta forma el descenso se ajusta al descenso de precios de la tecnología. Este decremento no tiene efecto retroactivo sobre las instalaciones ya existentes.

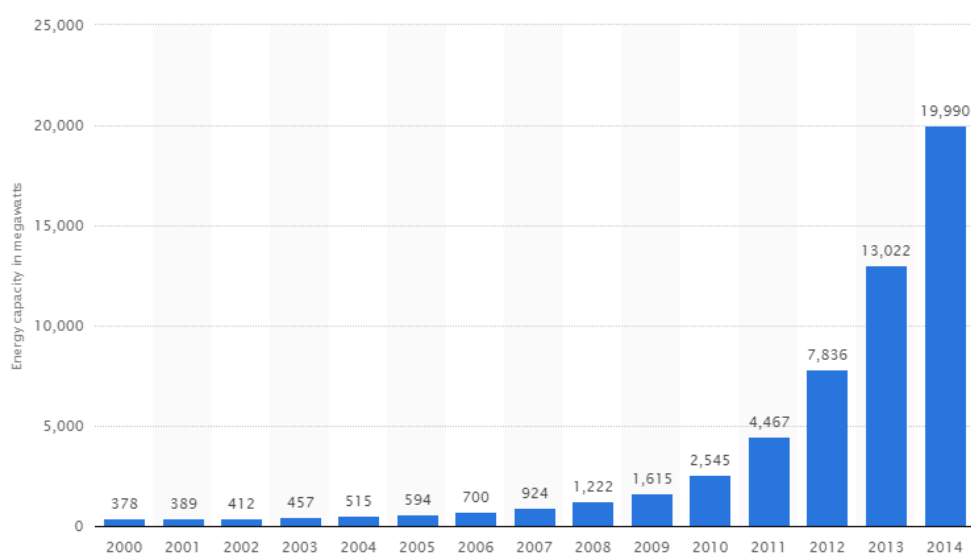
Actualmente la tarifa de retribución para pequeños autoconsumidores (<10 kW) se sitúa en torno a los 13 ct€/kWh vertido a la red. Con el fin de incentivar el autoconsumo instantáneo en los hogares mediante un ajuste de la demanda a la curva de generación, esta tarifa sólo se retribuye al 100% si se autoconsume más del 30% de la producción de la instalación. En la figura 12 se puede observar la evolución de la tarifa, así como la evolución del precio que tienen que pagar los hogares y la industria por la electricidad.

## 2.4.2 Estados Unidos

En Norte América el sistema utilizado mayoritariamente es el balance neto. En algunos estados como en California surgió hacia el año 1978, por lo que el progreso en este sistema está muy avanzado hoy en día, con 47 de 51 estados en los que el balance neto está regulado.

El gobierno obliga a las compañías eléctricas a ofrecer esta posibilidad de consumo, en la que se generan créditos por la energía excedente que se inyecta a la red proveniente de la instalación propia de autoconsumo. La red eléctrica actúa como un sistema de almacenamiento virtual, del que el consumidor puede obtener energía en diferido gracias a los derechos que ha generado, produciéndose un ahorro significativo en la factura eléctrica.

**U.S. solar energy capacity between 2000 and 2014 (in megawatts)**



*Figura 13. Potencia instalada fotovoltaica acumulada 2000-2014 en EEUU (Fuente: statista.com)*

Como se puede observar en la figura 13, en los últimos 5 años se ha producido un aumento muy significativo de la potencia solar fotovoltaica instalada en Estados Unidos, llegando a instalar

sólo en 2015 más de 7 GW, lo que hace un acumulado de aproximadamente 27 GW de energía fotovoltaica en todo el país, habiendo más de un millón de instalaciones en funcionamiento.

Uno de los debates que se plantea actualmente en Estados Unidos es el de la modificación del marco regulatorio para evitar lo que se conoce como subsidio o subvención cruzada.

Este fenómeno se debe a dos factores:

- El balance neto en EEUU actualmente no tiene en cuenta el diferente coste de la generación en función del momento del día, por lo que el autoconsumidor puede intercambiar energía “barata” por energía “cara” sin pagar por ello.
- El autoconsumidor no paga los costes fijos del uso de las redes eléctricas ni por la energía autoconsumida, como parece lógico, ni por la energía que se consume en diferido con los derechos adquiridos, pese a que ésta proviene de la red. Debido a esto, los consumidores convencionales deben afrontar mayores cargos en su factura eléctrica para ayudar a pagar este servicio.

El rápido crecimiento de este tipo de generación en los últimos años ha aumentado las diferencias entre consumidores, y ha provocado que algunos estados como Hawái, California o Nevada se estén replanteando la modificación de las regulaciones.

## 3. Casos de estudio

### 3.1 Introducción

Se ha analizado la rentabilidad de una instalación de energía solar fotovoltaica de carácter doméstico situada sobre cubierta plana, por ejemplo de un bloque de pisos, con objeto de evaluar las posibilidades reales de instalación para un consumidor medio en España según la normativa vigente y otras posibilidades, realizando una comparación con la situación de no instalar ningún dispositivo de generación fotovoltaica, es decir, seguir siendo un consumidor convencional de energía eléctrica a través de la red.

Para la realización de las simulaciones del presente trabajo se ha utilizado el software iHOGA, herramienta para el diseño óptimo de sistemas de energías renovables híbridos mediante el uso de algoritmos genéticos. Con éste se han ejecutado los diferentes casos de estudio obteniendo los costes totales del sistema a lo largo de su vida útil actualizados al momento inicial de la inversión, lo que se conoce como Valor Actual Neto (VAN).

Los casos que han sido ensayados se enumeran a continuación:

- Caso 0: Compra de electricidad sólo a red.
- Caso 1: Modelo de autoconsumo según el Real Decreto 900/2015.
- Caso 2: Modelo de balance neto según el primer borrador del Real Decreto (balance neto energético).
- Caso 3: Modelo de balance neto semejante al existente en el EEUU (balance neto energético sin peajes).
- Caso 4: Modelo de balance neto económico.

### 3.2 Descripción general

Se ha escogido como objeto de estudio una vivienda tipo acogida a la tarifa de Precio Voluntario al Pequeño Consumidor sin discriminación horaria: tarifa 2.0A.

La potencia contratada es de 3,45 kW, la cual se puede considerar una potencia contratada promedio en España.

El perfil de consumo medio horario ha sido configurado de la forma en que se observa en la figura:

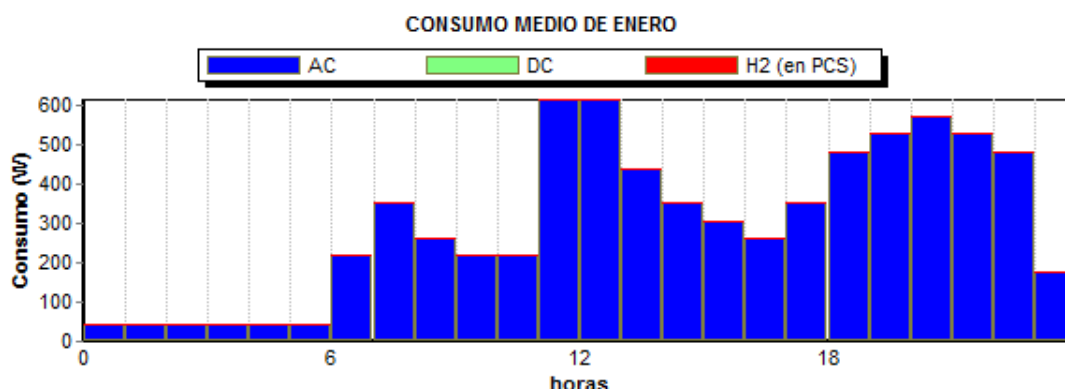


Figura 14. Perfil de consumo evaluado (Fuente: software iHOGA)

Para todos los casos arriba descritos (salvo el caso 0) se ha simulado, como situación base, una instalación fotovoltaica de potencia instalada 2000 Wp. Este dato se ha obtenido a partir de un predimensionamiento simple en función de las necesidades energéticas anuales:

El perfil de la figura refleja un consumo de energía de unos 7,3 kWh/día, que a lo largo del año suponen unos 2665 kWh, que puede considerarse un consumo promedio en España. Teniendo en cuenta que 1 kWp de potencia instalada de paneles produce alrededor de 1400 kWh/año en Zaragoza, la potencia fotovoltaica a instalar será, de forma aproximada:

$$\frac{2665 \text{ kWh/año}}{1400 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} / \text{kWp}} = 1,9 \text{ kWp} \cong 2 \text{ kWp}$$

Los datos de irradiación solar diaria han sido obtenidos de la base de datos PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), de la Comisión Europea [24], a partir de la introducción de la ubicación, en este caso de Zaragoza. Estos se pueden consultar en el Anexo 1, donde también se explica por qué se ha escogido el valor de producción anual de 1400 kWh/año para el predimensionamiento.

El estudio ha sido realizado a 25 años debido a que es la vida útil de los módulos fotovoltaicos. Por otro lado, también se han tenido en cuenta los costes de instalación, cableado, etc., que se han tomado como 300 € + 2% sobre el coste inicial. El software iHOGA permite realizar el cálculo teniendo en cuenta la contratación de un préstamo, sin embargo esa circunstancia no se considerado en este trabajo.

Se han ensayado diferentes escenarios económicos, variando tres factores que pueden ser relevantes en una inversión de estas características: la inflación de la electricidad, el interés del mercado (precio del dinero) y la inflación general, relativa a los costes de componentes de la instalación, operación y mantenimiento, etc. Los valores asociados a estos 3 factores para las simulaciones de los escenarios son los que se observan en la tabla 2:

	Favorable	Neutro	Desfavorable
<b>Inflación anual energía</b>	1%	2%	3%
<b>Intereses del mercado</b>	5%	3%	1%
<b>Inflación general</b>	1%	2%	3%

Tabla 1. Escenarios económicos propuestos (Fuente: elaboración propia)

Los valores de inflación se han escogido en torno al 2%, ya que es la cifra que toma el Banco Central Europeo como objetivo de estabilidad, considerando ciertamente peligroso un índice inferior al 1%.

Debido al elevado número de combinaciones posibles, se han elegido solamente algunas de ellas, y se han simulado para los distintos casos generales. Estas combinaciones son las que aparecen en la tabla 2:

Escenario	Inflación energía (e)	Intereses mercado (m)	Inflación general (i)
1	1%	5%	1%
2	1%	3%	1%
3	1%	1%	1%
4	2%	5%	2%
5	2%	3%	2%
6	2%	1%	2%
7	3%	5%	3%
8	3%	3%	3%
9	3%	1%	3%

Tabla 2. Escenarios económicos evaluados (Fuente: elaboración propia)

El conjunto de los datos relacionados con la compra y venta de energía, y que también han sido implementados en el programa, se recoge en la siguiente tabla:

<b>Compra de energía de Red</b>	<b>Tarifa</b>	2.0A
	<b>Potencia contratada</b>	3,45 KW
	<b>Precio electricidad</b>	0,05418 €/kWh
	<b>Peaje de acceso</b>	
	- Término potencia	38,0434 €/kW y año
	- Término variable	0,044027 €/kWh
	<b>Margen comercialización</b>	4 €/kW y año
	<b>Alquiler de equipos</b>	0,026428 €/día
	<b>Impuesto electricidad</b>	5,11269632%
	<b>IVA</b>	21%
<b>Venta de energía a Red</b>	<b>Precio de venta electricidad</b>	variable
	<b>Peaje de generación</b>	0,000535 €/kWh
	<b>Coste del servicio de Bal. Neto</b>	variable

Tabla 3. Datos generales de la compra-venta de energía (Fuente: elaboración propia)

El precio de la electricidad se ha calculado mediante un promedio de los precios mensuales del presente año 2016 (hasta septiembre) para una tarifa de PVPC sin discriminación horaria. La tabla 5 refleja estos valores:

	Coste medio energía (€/kWh)
Enero	0,062094
Febrero	0,047659
Marzo	0,047869
Abril	0,043006
Mayo	0,045744
Junio	0,057611
Julio	0,05996
Agosto	0,060465
Septiembre	0,063228
<b>MEDIO ANUAL</b>	<b>0,054181778</b>

Tabla 4. Precio de la electricidad medio mensual y promedio del período enero-septiembre 2016 (Fuente: elaboración propia)

### 3.3 Descripción de la instalación

La instalación fotovoltaica consta de módulos o paneles fotovoltaicos y de un inversor.

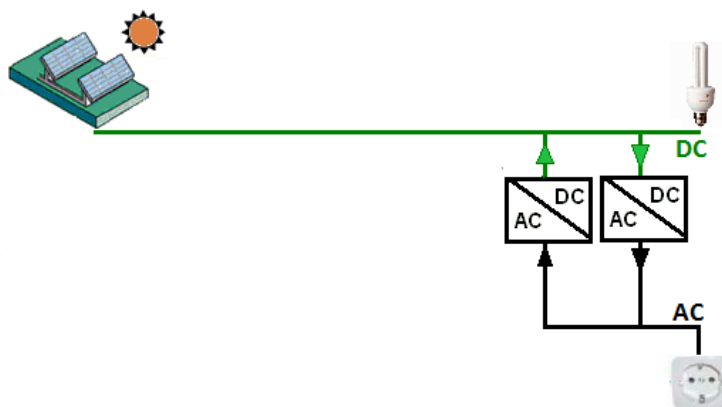


Figura 15. Esquema simple de la instalación fotovoltaica (Fuente: software iHOGA)

El módulo fotovoltaico es el elemento que, a través de las células fotovoltaicas, transforma directamente la luz proveniente del sol en corriente continua.

El módulo escogido es de la marca SCHOTT ASI. Es un módulo de capa fina de 100Wp de potencia nominal, por lo que serán necesarios 20 módulos para alcanzar la potencia de 2 kWp. Los



módulos se colocan en serie, de forma que se minimiza la corriente y por tanto la sección de cableado es menor, y además se consigue entrar dentro del rango de tensión MPPT del inversor.

El programa iHOGA permite la edición de la base de datos de los componentes, pudiendo implementar este nuevo módulo mediante la introducción de sus datos más relevantes. En el anexo 2 se encuentra la ficha técnica de este panel.



*Figura 16. Panel fotovoltaico SCHOTT ASI™*

Al precio de adquisición del panel es necesario añadir el precio de la estructura sobre el que va montado, que hoy en día supone un elevado porcentaje del precio total. Se han comparado precios para instalación sobre cubierta plana y se ha concluido que un precio medio de estructura sería unos 46 €/ panel.

La inclinación de los paneles ha sido configurada inicialmente como 35º, ya que es el valor aproximado al que se obtiene una producción anual de electricidad más alta, aunque posteriormente se analiza la influencia de la inclinación en la rentabilidad de la instalación.

El inversor es el aparato necesario para transformar la corriente continua que sale de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna con la tensión y frecuencia necesarias para poder ser introducida en la red eléctrica, tanto para consumo doméstico como para exportarla a la red externa.



*Figura 17. Inversor de conexión a red BlueSolar*

Hay distintos tipos de inversores, el necesario para este caso ha sido un inversor para conexión a red sin necesidad de cargador, ya que no se ha diseñado una instalación con batería de acumulación por ser un elemento que encarece en demasía la inversión en este tipo de instalaciones.

Una característica importante es que cuenta con un captador MPPT (Maximum Power Point Tracking), es decir, un seguidor de la máxima potencia que puede dar el panel, para trabajar en ese punto y obtener la máxima cantidad de energía posible. Cada inversor posee un rango de tensiones de trabajo en MPPT, que debe cumplir el conjunto de módulos fotovoltaicos para que la instalación funcione correctamente.

El inversor es de la marca Victron BlueSolar y tiene una potencia nominal de 2000 W, acorde con la dimensión de la instalación fotovoltaica.

Los datos de los componentes de la instalación quedan resumidos en la tabla 1:

<b>Módulo fotovoltaico</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potencia pico: 100 W</li> <li>- Tensión nominal: 12 V</li> <li>- Tensión MPPT: 17,1 V</li> <li>- Coste adquisición: 90€ panel + 46 € estructura</li> <li>- Inclinación: 35º</li> <li>- Vida útil: 25 años</li> </ul>
<b>Inversor</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modelo Victron BlueSolar</li> <li>- Potencia 2000 W</li> <li>- Rango tensión MPPT 110-480 V</li> <li>- Coste adquisición: 1216,97 €</li> <li>- Vida útil: 10 años</li> </ul>

*Tabla 5. Características principales de los componentes (Fuente: elaboración propia)*

En el siguiente apartado se plantean y comentan cada uno de los casos estudiados en este trabajo.

### 3.4 Descripción de los casos analizados

#### Caso 0: Compra de electricidad sólo a red.

Es el caso de partida sobre el que se comparan todos los demás casos. En él se evalúan los costes totales que supone la obtención de electricidad como un consumidor convencional, sin instalación de generación fotovoltaica, y durante el mismo período de estudio que los otros casos, esto es, la vida útil de los módulos fotovoltaicos: 25 años.

#### Caso 1: Modelo de autoconsumo según el Real Decreto 900/2015.

El modelo que refleja el Real Decreto vigente no contempla el balance neto, sino el autoconsumo instantáneo. Todo lo que se produce y no se consume al momento es vertido a la red, sin recibir ninguna contraprestación económica por ello.

Como ya se ha analizado en el capítulo 2, para una situación como la del presente caso de estudio, con una potencia instalada menor de 10 kW y acogido a la modalidad de autoconsumo de tipo 1, no resulta de aplicación ninguno de los términos (fijo y variable) del peaje por el servicio de autoconsumo.

Además, la modalidad tipo 1 establece que al autoconsumidor sólo le corresponde la figura de consumidor (en la modalidad tipo 2 el titular es consumidor y productor), por lo que el peaje de generación por energía inyectada a red tampoco es de aplicación.

En resumen, los términos en relación a la compra/venta de energía que aplican en este caso son los que recoge la tabla:

<b>Compra de energía de Red</b>	<b>Tarifa</b>	2.0A
	<b>Potencia contratada</b>	3,45 KW
	<b>Precio electricidad</b>	0,05418 €/kWh
	<b>Peaje de acceso</b>	
	- Término potencia	38,0434 €/kW y año
	- Término variable	0,044027 €/kWh
	<b>Margen comercialización</b>	4 €/kW y año
	<b>Alquiler de equipos</b>	0,026428 €/día
	<b>Impuesto electricidad</b>	5,11269632%
	<b>IVA</b>	21%
<b>Venta de energía a Red</b>	<b>Precio de venta electricidad</b>	0 €/kWh
	<b>Peaje de generación</b>	0 €/kWh
	<b>Coste del servicio de Bal. Neto</b>	-

*Tabla 6. Datos de compra-venta de energía para el Caso 1 (Fuente: elaboración propia)*

Tras evaluar los 9 escenarios económicos base ya descritos, se realizan diferentes estudios de sensibilidad para observar cómo varía el VAN al modificar ciertos aspectos de la instalación.

Estos estudios se han desarrollado sobre un escenario económico considerado neutro o moderado, que corresponde al escenario número 5 de la tabla 2, con una inflación tanto de la electricidad como general del 2% y un interés del mercado del 3%.

Los estudios realizados se relatan a continuación:

- Variación del precio de los paneles. Se ha evaluado el efecto de reducir el precio total del panel (panel + estructura), algo que sucede conforme la tecnología va madurando. Las reducciones consideradas han sido de un 15%, un 30% y un 40%, suponiendo los costes de panel que se observan en la tabla 7:

Precio paneles (€/ud)	
Actual	136
15% más barato	115,6
30% más barato	95,2
40% más barato	81,6

Tabla 7. Datos de variación del precio de los paneles (Fuente: elaboración propia)

- Variación del precio del inversor. Se han evaluado casos con precios del inversor más baratos que el actual. Esta circunstancia sería lógica a medida que los precios de los paneles se redujeran. Las situaciones evaluadas se recogen en la tabla 8:

Precio inversor (€/ud)	
Actual	1217
15% más barato	1034,45
30% más barato	851,9

Tabla 8. Datos de variación del precio del inversor (Fuente: elaboración propia)

- Variación de la potencia instalada. Se ha probado con varias potencias instaladas menores a la inicial (2kWp) para evaluar cómo cambia el VAN. No se ha probado con potencia mayores ya que el inversor escogido no admite trabajar para dichas potencias, habiendo tenido que escoger uno de mayores prestaciones que habría encarecido todavía más el precio de la instalación.

Pot. instalada (Wp)	Tensión DC (V)	Tensión en MPPT (V)
2000	240	342
1800	216	307,8
1600	192	273,6
1400	168	239,4
1200	144	205,2
1000	120	171

Tabla 9. Datos de la variación de la potencia instalada (Fuente: elaboración propia)

En la tabla 9 se recogen las potencias estudiadas, la tensión nominal de trabajo de la instalación y la tensión trabajando en el punto de máxima potencia, considerando que todos los paneles se conectan en serie. Se observa que los valores de la última columna quedan dentro del intervalo permitido por las características del inversor, el cual se había presentado anteriormente en la tabla 1 (110-480 V).

- Variación de la inclinación de los paneles. Se ha evaluado la influencia de la inclinación de los módulos en el VAN de la instalación. Los valores estudiados han sido:

Inclinación paneles (º)
25
30
35
40
45
50
55

Tabla 10. Datos de inclinación de paneles evaluados (Fuente: elaboración propia)

- Modificación del perfil de consumo medio diario. Se ha evaluado qué influencia en la rentabilidad de la instalación tendría el establecer un consumo más adaptado a la curva de generación, con el fin de que la cobertura con autoconsumo de la demanda eléctrica sea superior. El valor de consumo global anual permanece constante. El nuevo perfil estudiado en este apartado, es el que muestra la figura 18. Se reproduce de nuevo el original con el fin de poder apreciar mejor la diferencia.

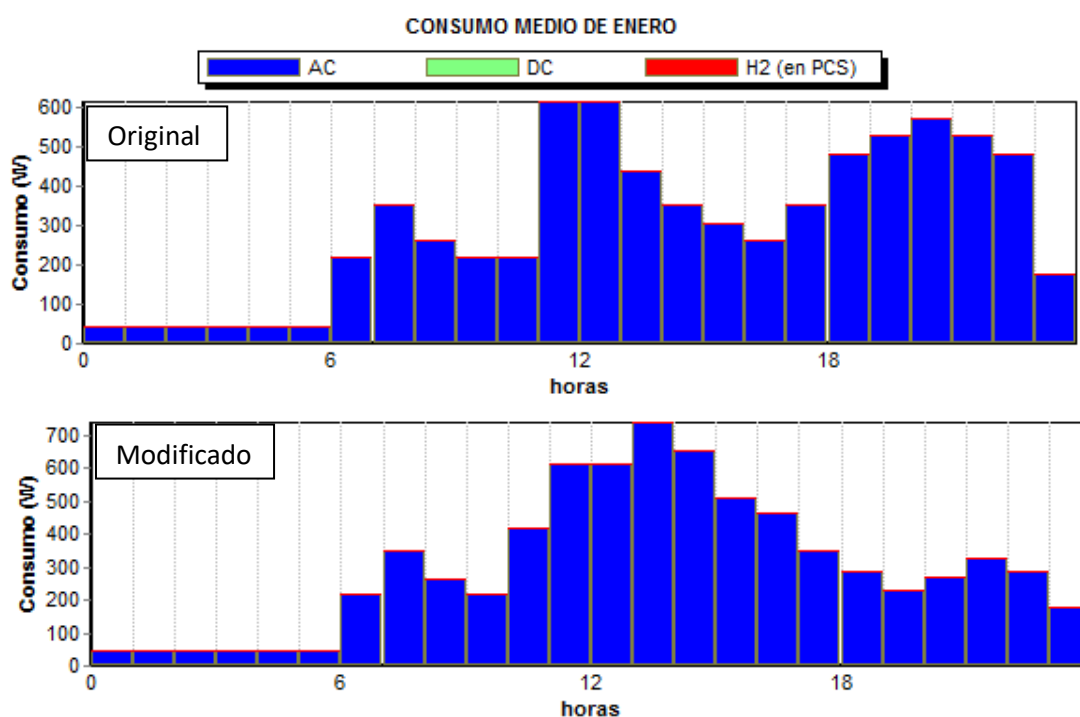


Figura 18. Comparativa entre los perfiles de consumo original y modificado (Fuente: software iHOGA)

Caso 2: Modelo de balance neto según el primer borrador del Real Decreto (balance neto energético).

En este segundo caso se lleva a cabo la simulación de los escenarios aplicando el modelo que se establecía en el primer borrador del Real Decreto 900/2015 sobre autoconsumo, publicado en 2011. Este documento permitía una modalidad de balance neto energético, ya definida en el capítulo 2.

El borrador señalaba que habría un coste por el servicio de balance neto, pero no se llegó a publicar valores sobre dicho impuesto, por lo que se ha realizado primeramente el estudio con un coste de 0,01 €/kWh de electricidad proveniente del servicio de balance neto. También se ha probado como variaría la rentabilidad si dicho peaje fuera de 0,03 €/kWh, valor que a priori se antoja muy elevado para este servicio.

En este caso sí se ha incluido el peaje de generación aplicado a productores. Además, el peaje de acceso debe pagarse, tal y como sugiere el borrador, tanto por la energía comprada a red como por la obtenida en diferido al realizar la compensación energética. Por ello el precio de venta a red a introducir en el software será igual al precio de compra sin incluir el peaje de acceso.

Los datos de este caso se resumen en la tabla 11:

<b>Compra de energía de Red</b>	<b>Tarifa</b>	2.0A
	<b>Potencia contratada</b>	3,45 KW
	<b>Precio electricidad</b>	0,05418 €/kWh
	<b>Peaje de acceso</b>	
	-Término potencia	38,0434 €/kW y año
	-Término variable	0,044027 €/kWh
	<b>Margen comercialización</b>	4 €/kW y año
	<b>Alquiler de equipos</b>	0,026428 €/día
	<b>Impuesto electricidad</b>	5,11269632%
	<b>IVA</b>	21%
<b>Venta de energía a Red</b>	<b>Precio de venta electricidad</b>	=precio compra
	<b>Peaje de generación</b>	0,000535 €/kWh
	<b>Coste del servicio de Bal. Neto</b>	0,01-0,03 €/kWh

*Tabla 11. Datos de compra-venta de energía para el Caso 2 (Fuente: elaboración propia)*

Para este caso también se han estudiado las variaciones del precio de paneles, inversor y potencia pico instalada, de la misma forma que en el caso 1 con el modelo del Real Decreto.

### Caso 3: Modelo de balance neto semejante al existente el EEUU (balance neto energético).

Este caso es similar al anterior, con la diferencia de que se adopta una peculiaridad del sistema establecido en Estados Unidos, esto es, el no cargar con peaje de acceso a la energía que se obtiene en diferido al hacer uso de los derechos que otorga la inyección de la electricidad sobrante a la red. En definitiva, la electricidad obtenida en diferido tiene el mismo valor que la que se inyecta a la red.

Por tanto, el precio de venta que se implementa en el programa será igual al coste total de compra de electricidad (incluyendo peaje de acceso).

El coste del servicio de balance neto se ha establecido en este caso como 0,03 €/kWh, debido a que a priori parece el más ventajoso de los 4 casos estudiados.

Los datos para esta simulación se recogen en la tabla 12:

<b>Compra de energía de Red</b>	<b>Tarifa</b>	2.0A
	<b>Potencia contratada</b>	3,45 KW
	<b>Precio electricidad</b>	0,05418 €/kWh
	<b>Peaje de acceso</b>	
	- Término potencia	38,0434 €/kW y año
	- Término variable	0,044027 €/kWh
	<b>Margen comercialización</b>	4 €/kW y año
	<b>Alquiler de equipos</b>	0,026428 €/día
	<b>Impuesto electricidad</b>	5,11269632%
	<b>IVA</b>	21%
<b>Venta de energía a Red</b>	<b>Precio de venta electricidad</b>	=p.compra+pj acceso
	<b>Peaje de generación</b>	0,000535 €/kWh
	<b>Coste del servicio de Bal. Neto</b>	0,03 €/kWh

*Tabla 12. Datos de compra-venta de energía para el Caso 3 (Fuente: elaboración propia)*

Para este caso se ha analizado la variación del precio de los paneles y del precio de los inversores, en los mismos términos que los anteriores casos.

#### Caso 4: Balance neto económico.

En este último caso, la compensación por la energía sobrante inyectada se produce en términos monetarios. En una situación práctica de este caso se debería pactar un precio de venta con la comercializadora, que sería algo inferior al precio de compra.

Para las simulaciones se ha tomado un precio de venta de 0,04 €/kWh inyectado a red (impuestos incluidos).

Las condiciones de compra/venta son similares a las del caso 2, con un coste del servicio de balance neto de 0,01 €/kWh.

Los datos de este caso se recogen en la tabla 13:

<b>Compra de energía de Red</b>	<b>Tarifa</b>	2.0A
	<b>Potencia contratada</b>	3,45 KW
	<b>Precio electricidad</b>	0,05418 €/kWh
	<b>Peaje de acceso</b>	
	-Término potencia	38,0434 €/kW y año
	-Término variable	0,044027 €/kWh
	<b>Margen comercialización</b>	4 €/kW y año
	<b>Alquiler de equipos</b>	0,026428 €/día
	<b>Impuesto electricidad</b>	5,11269632%
	<b>IVA</b>	21%
<b>Venta de energía a Red</b>	<b>Precio de venta electricidad</b>	0,04 €/kWh (imp incl.)
	<b>Peaje de generación</b>	0,000535 €/kWh
	<b>Coste del servicio de Bal. Neto</b>	0,01 €/kWh

*Tabla 13. Datos de compra-venta de energía para el Caso 4 (Fuente: elaboración propia)*



## 4. Resultados

En este capítulo se van a analizar los resultados obtenidos a través de las simulaciones en el software iHOGA para cada uno de los casos.

### 4.1 Resultados del caso 0: Compra sólo a red

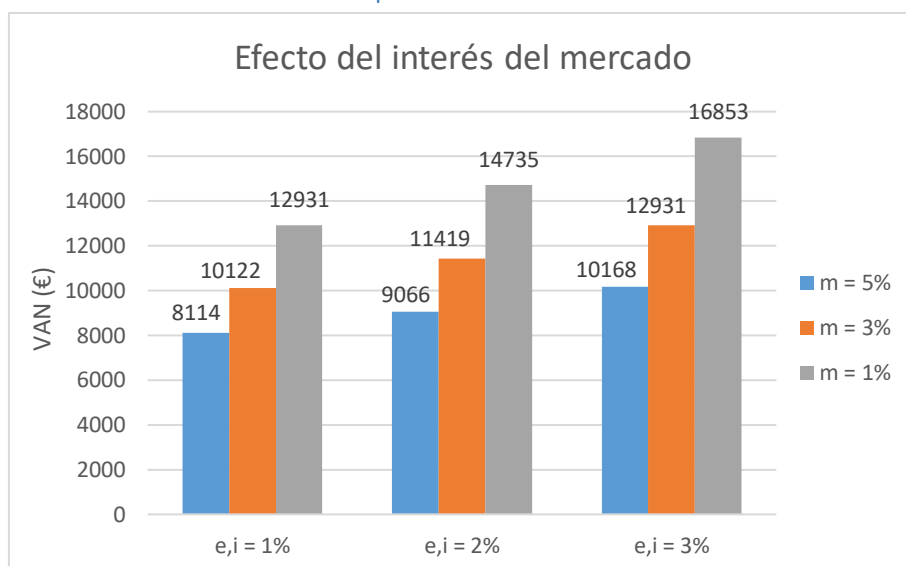


Figura 19. Efecto del interés del mercado (Fuente: elaboración propia)

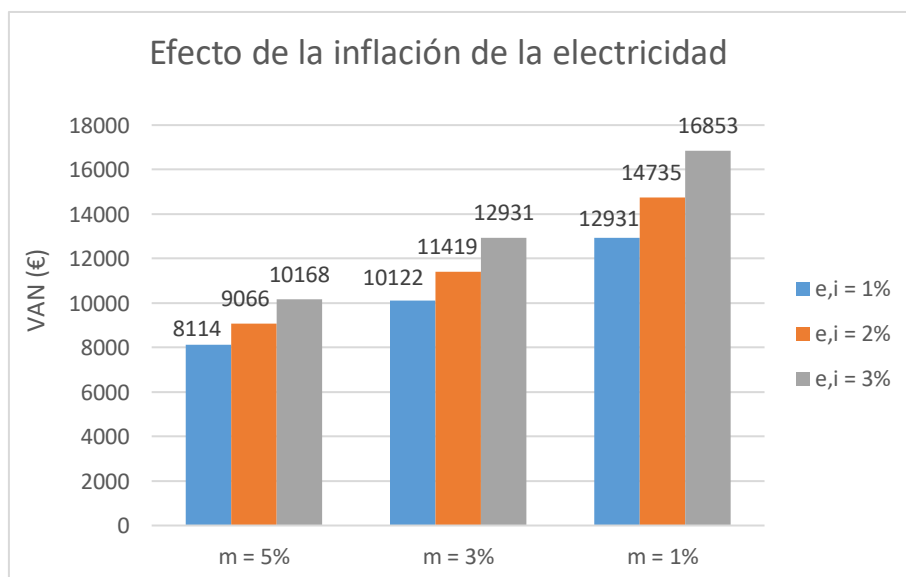


Figura 20. Efecto de la inflación de la electricidad (Fuente: elaboración propia)

Lo primero que se puede observar en las figuras es la gran influencia que tienen los índices económicos en el coste total de la compra de electricidad. El incremento entre el caso más favorable y el menos favorable es superior al 100%, por lo que la posible rentabilidad de una instalación dependerá en gran medida de la situación económica.

Analizando los factores de forma individual, puede verse que el efecto del interés del mercado genera mayores variaciones que la inflación de la electricidad.

Tal y como refleja la figura 19, variaciones del interés del mercado de 5% a 3% manteniendo la inflación de la electricidad constante suponen aumentos de entre 2000 y 3000 € en el coste final, dependiendo del valor de la inflación, siendo más desfavorable, como es lógico, para valores de inflación más elevados. Analizando la variación entre 3% y el 1% del interés las diferencias son aún más notables, situándose entre 3000 € y 4000 € para el caso más desfavorable.

Por otro lado, manteniendo el valor de interés de mercado constante y modificando el valor de la inflación (figura 20) se puede observar que las variaciones no son tan pronunciadas como en el caso anterior, aunque siguen siendo bastante significativas. Para el caso más favorable de interés de mercado, el precio final varía unos 1000€ por cada punto de inflación, mientras que para el más desfavorable el precio aumenta alrededor de 2000€ por cada punto de inflación.

No se ha reflejado ningún análisis de variación del interés general ya que se comprobó que éste no tenía una influencia significativa en los valores de VAN.

#### 4.2 Resultados del caso 1: modelo de autoconsumo según el Real Decreto 900/2015.

Primero se ha realizado una comparativa entre el VAN obtenido para este caso de instalación fotovoltaica bajo la normativa vigente y la compra del 100% de electricidad a la red (Caso 0). Esta comparativa se refleja en la figura 21:

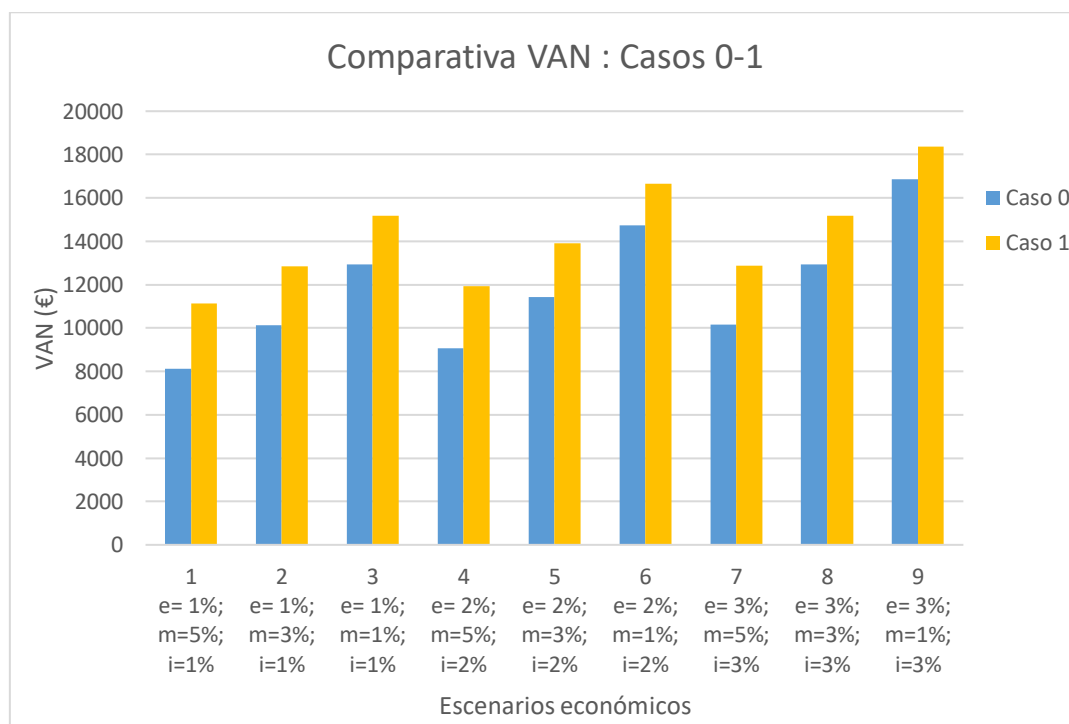


Figura 21. Comparativa VAN de casos 0 y 1 (Fuente: elaboración propia)

La gráfica refleja que la rentabilidad para el caso de autoconsumo no es mejor que comprar el 100% de la energía en ninguno de los escenarios económicos evaluados. Si bien es cierto que en los escenarios más desfavorables económicamente (3,6 y 9) las diferencias de VAN son menores que en los demás casos. Además, es necesario tener en cuenta que los cálculos para el caso 1 han sido realizados sin incluir ningún peaje asociado al autoconsumo, por lo que en el caso de que éste llegara a aplicar para el caso de estudio estudiado en el futuro, la rentabilidad de la instalación sería todavía menor.

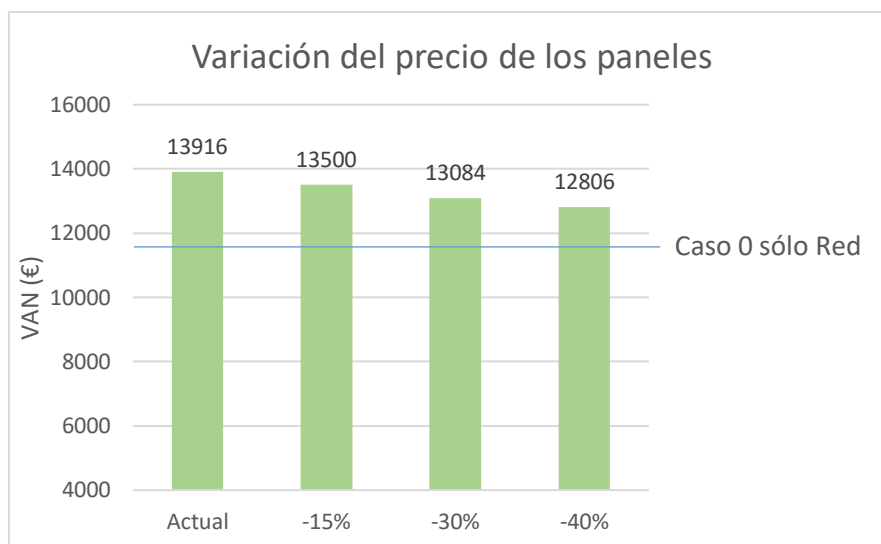


Figura 22. Análisis de variación del precio de los paneles. Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

Del análisis de variación del precio de los módulos, cuyos resultados se ilustran en la figura 22, se puede comentar que una bajada de los precios de éstos supone un descenso muy moderado del VAN, si bien es necesario recordar, que este estudio de sensibilidad y los que siguen han sido evaluados en un escenario económico neutro, circunstancia ya comentada en el apartado 3.4 del presente trabajo.

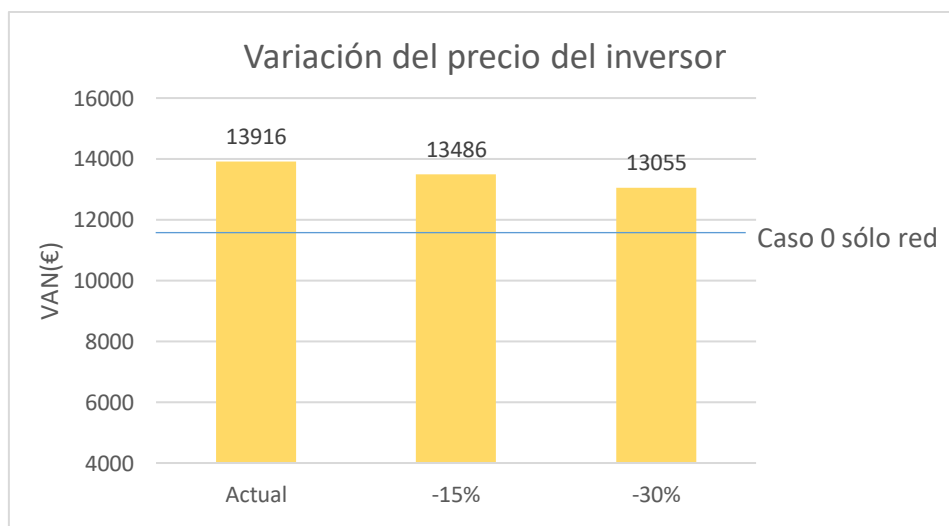


Figura 23. Análisis de variación del precio del inversor. Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

La misma idea puede desprenderse de los resultados de variación del precio del inversor donde, como se observa en la figura 23, una variación del -30% del precio inicial del inversor supone un

ahorro a lo largo del período de estudio de menos de 1000 €, resultado insuficiente para obtener una mejor rentabilidad que el caso de sólo red.

Combinando las dos mejores rebajas establecidas en los precios de los componentes (figura 24), se observa que casi se llega al valor del caso 0. Sin embargo, ni esta combinación favorable es suficiente para mejorar la compra de energía sólo a red.

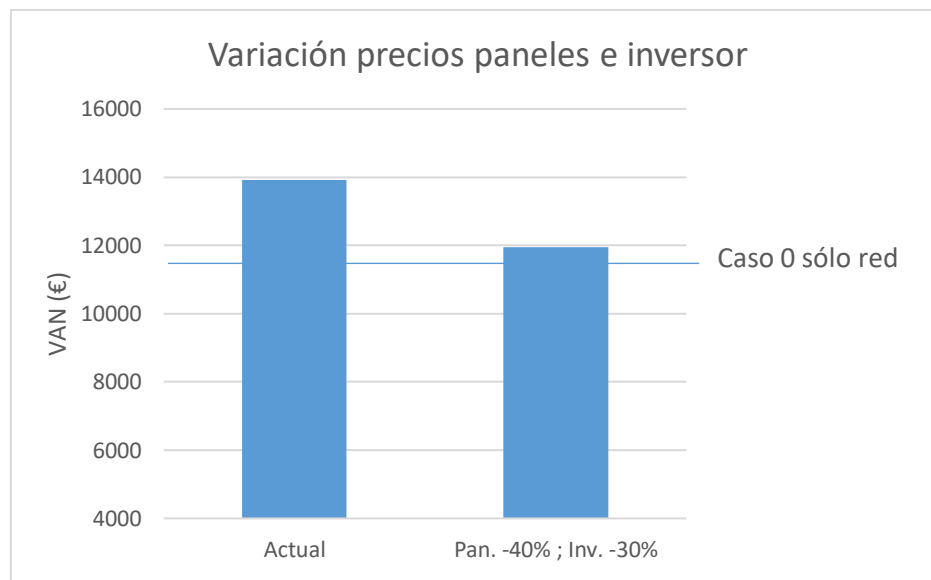


Figura 24. Mejor combinación de precios de paneles e inversor. Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

El siguiente análisis es el relativo a la variación de la potencia instalada del conjunto fotovoltaico.

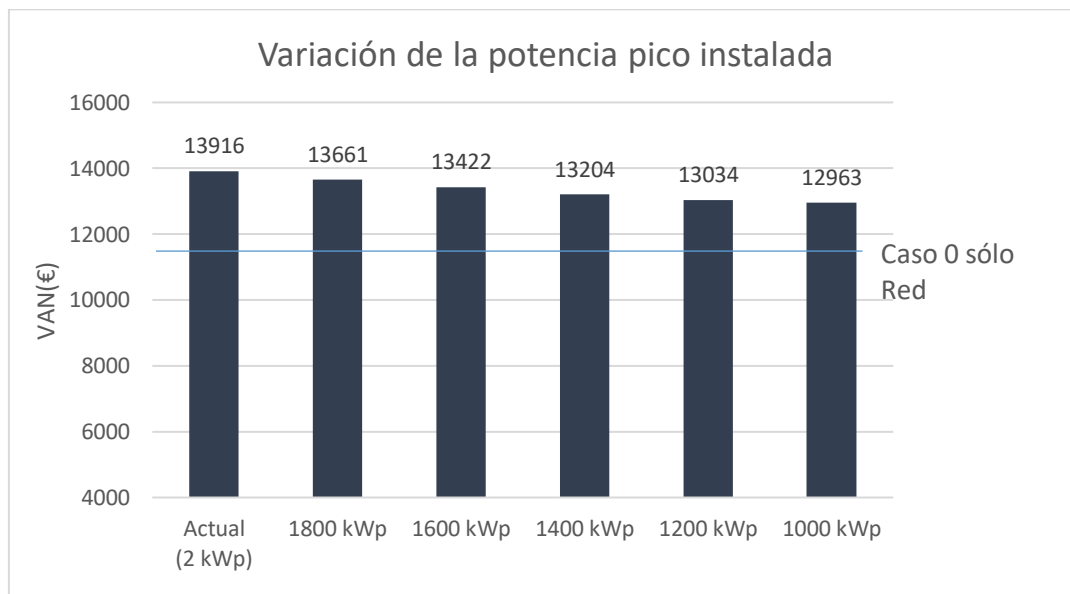


Figura 25. Variación de la potencia pico instalada. Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

De la figura 26 se puede concluir que la potencia a partir de la cual parece que la cobertura de la demanda desciende de forma más pronunciada es 1400 kWp, sin embargo, como se observa en la figura 25, esto supone un ahorro de solamente 700€. Reducir la potencia instalada a la

mitad corresponde a un VAN unos 1000 euros más barato (12963 €) quedando lejos de los 11500 que suponen el caso 0.

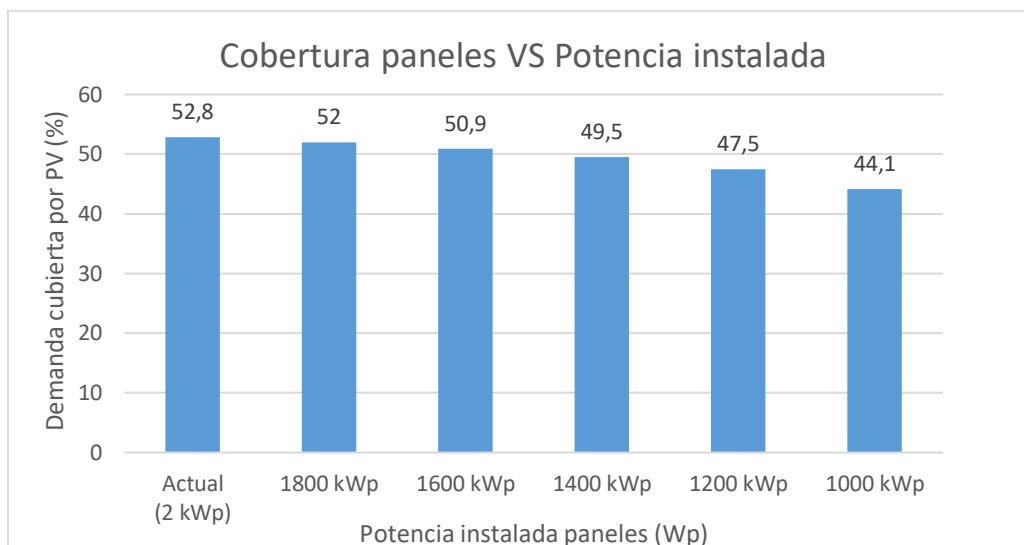


Figura 26. Cobertura de paneles frente a potencia instalada. Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

Respecto al análisis de la inclinación de los paneles reflejado en la figura 27, cabe decir que las variaciones sobre el valor inicial (35°) no suponen un cambio significativo del VAN ya que, si bien para los meses de invierno es recomendable una inclinación más elevada, de unos 60°, al suponer un sistema de paneles fijos, lo que se ganaría durante los meses de invierno se dejaría de producir durante los de verano, tiempo en el que lo óptimo suele estar alrededor de los 25° de inclinación.

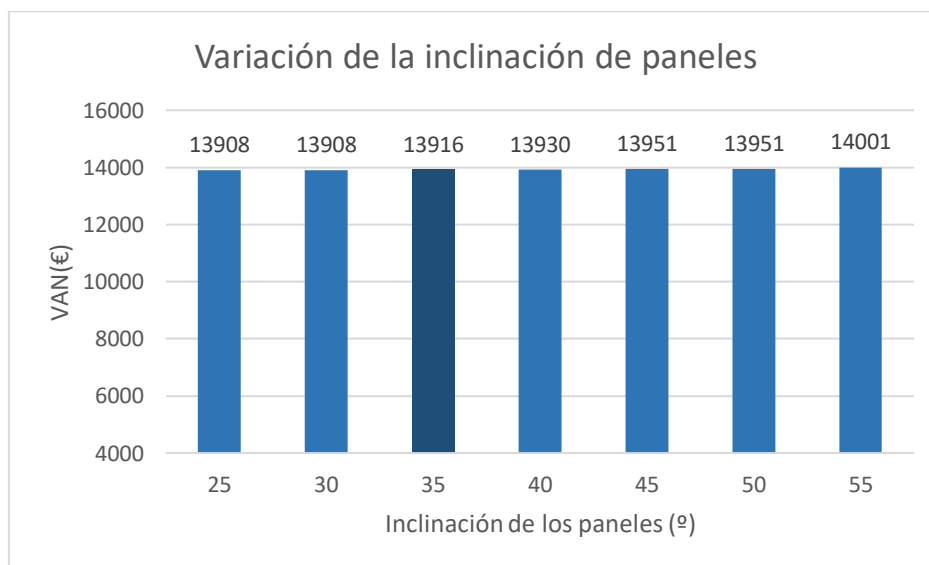


Figura 27. Variación de la inclinación de los paneles. Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

Asimismo, la variación de la cobertura de la demanda con la instalación es poco significativa, como se puede observar en la figura 28:

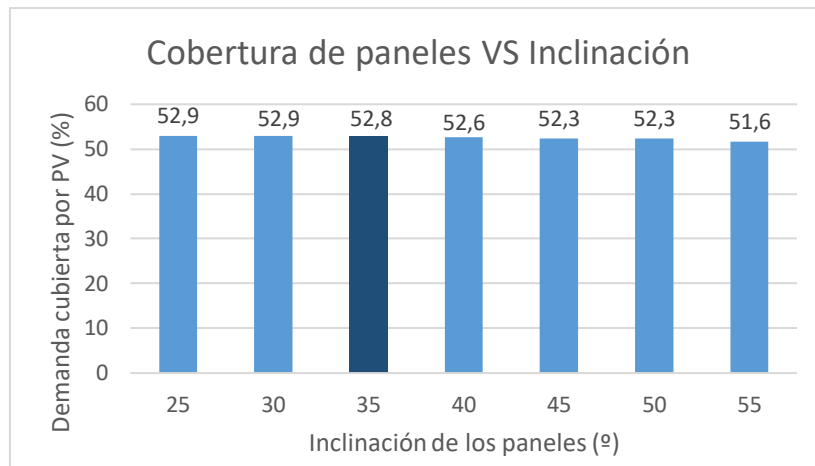


Figura 28. Cobertura de paneles frente a la inclinación. Caso 1 (Fuente: elaboración propia)

#### 4.3 Resultados del caso 2: modelo de balance neto según el primer borrador del Real Decreto.

En el caso 2 se ha realizado la comparativa del VAN para las situaciones de tener un coste de servicio del balance neto tanto de 0,01 como de 0,03 €/kWh.

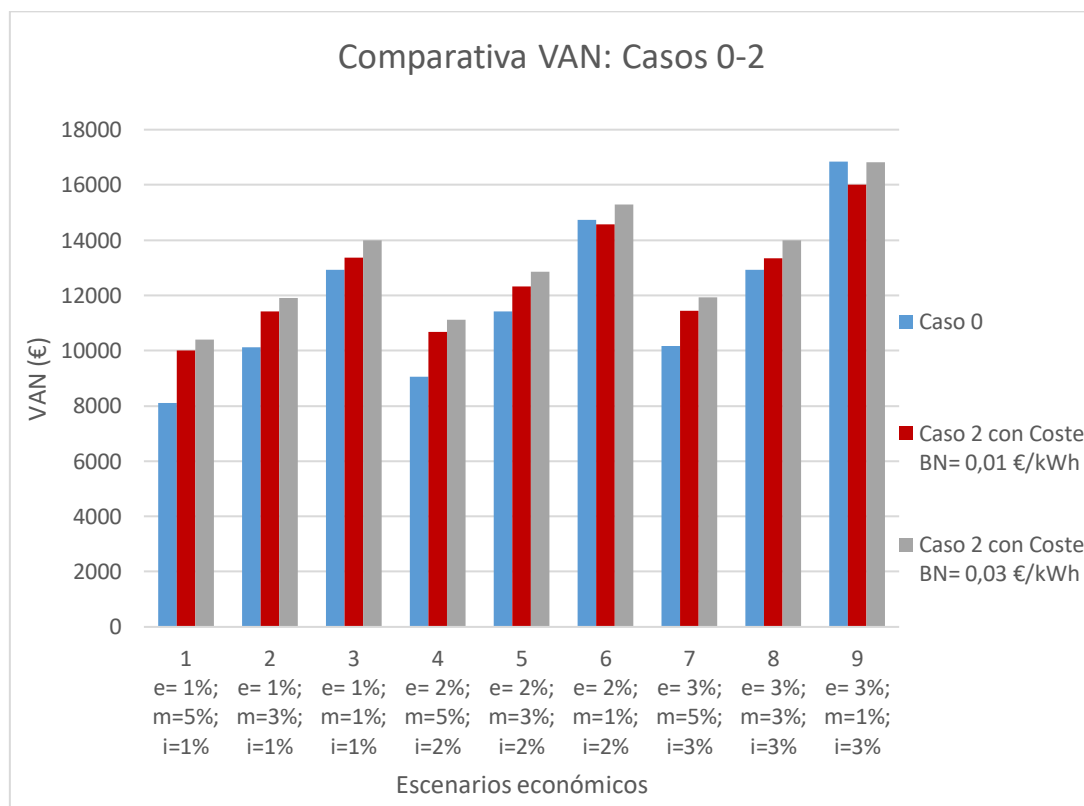


Figura 29. Comparativa VAN para casos 0 y 2 (Fuente: elaboración propia)

En la figura 29 se puede observar que el subcaso de tener un coste del balance neto de 0,03 €/kWh no mejora en ninguno de los escenarios al caso 0.

Por otro lado, un coste de balance neto de 0,01 €/kWh sí que podría ser rentable en los dos escenarios económicos más desfavorables, donde el valor del dinero es más bajo y el interés de la electricidad más elevado. Son los escenarios 6 y 9, en el primero el VAN toma un valor de 14584 € frente a los 14735 € del caso 0; en el segundo, la rentabilidad de la instalación es algo mayor, teniendo un valor de 16008 euros frente a los 16835 euros que costaría comprar toda la energía eléctrica a la red.

Parece más que probable que el hecho de tener que pagar también el peaje de acceso por la energía “comprada” en diferido, unido a un coste de servicio en función de la energía no permite que el ahorro generado por no pagar el precio de la electricidad que se autogenera en la instalación sea suficiente como para compensar el coste de instalar un conjunto fotovoltaico durante la vida útil del mismo.

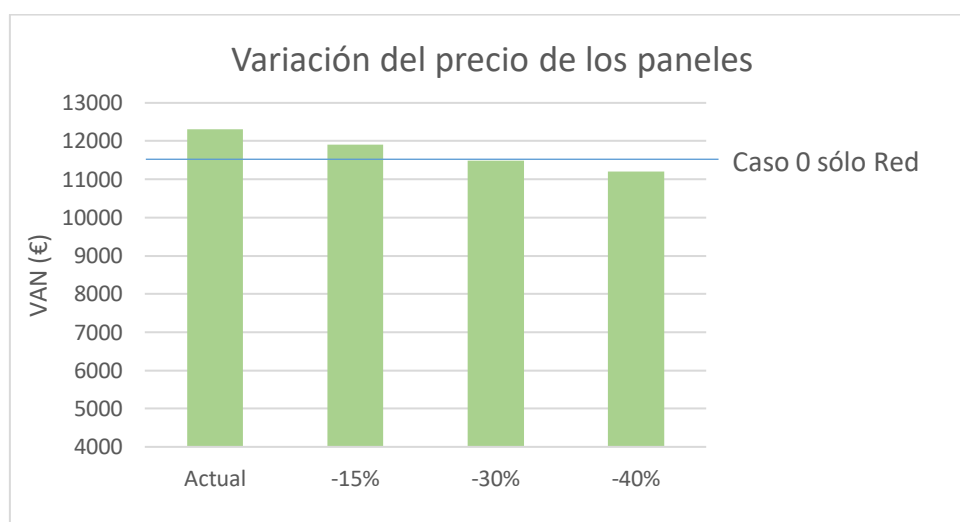


Figura 30. Análisis de variación del precio de los paneles. Caso 2 (Fuente: elaboración propia)

Del mismo modo que para el caso 1, se analiza el efecto del abaratamiento de los paneles fotovoltaicos para el caso 2. En la figura 30 puede apreciarse que para una reducción del precio del 30% todavía no resulta rentable, pero sí lo es para el caso de que los paneles fueran un 40% más baratos, aunque la diferencia de VAN sea muy poco abultada.

Un abaratamiento del 30% del precio del inversor no permite llegar a una rentabilidad de la instalación, sin embargo la combinación más barata de paneles e inversor sí refleja un VAN considerablemente inferior al caso base de sólo red.

Tal y como se ve en la figura 31 (derecha) se consigue un VAN de unos 10300 € que contrasta con los 11400 € que cuesta la compra de toda la electricidad.

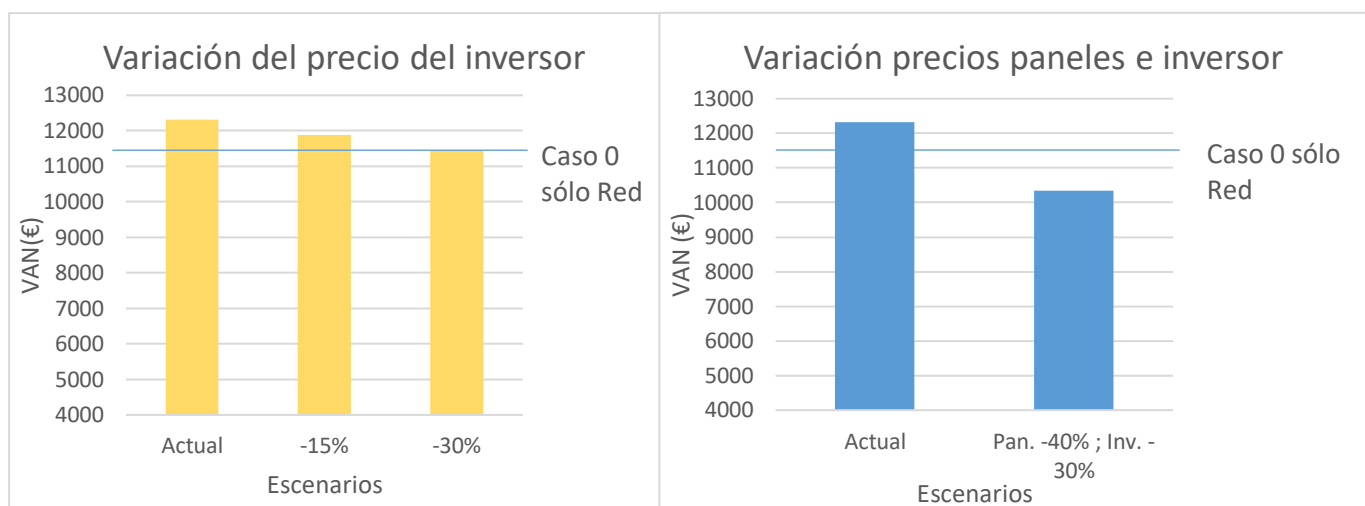


Figura 31. Análisis de variación de precio de inversor (izq) y mejor combinación de paneles e inversor (der). Caso 2 (Fuente: elaboración propia)

Finalmente, el análisis de sensibilidad sobre la potencia instalada indica, tal y como se observa en la figura 32, que existe en 1,8 kWp un mínimo del valor actual neto. Tal y como ocurría para el caso 1, la mejora en el VAN no resulta suficiente para hacer rentable la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica.

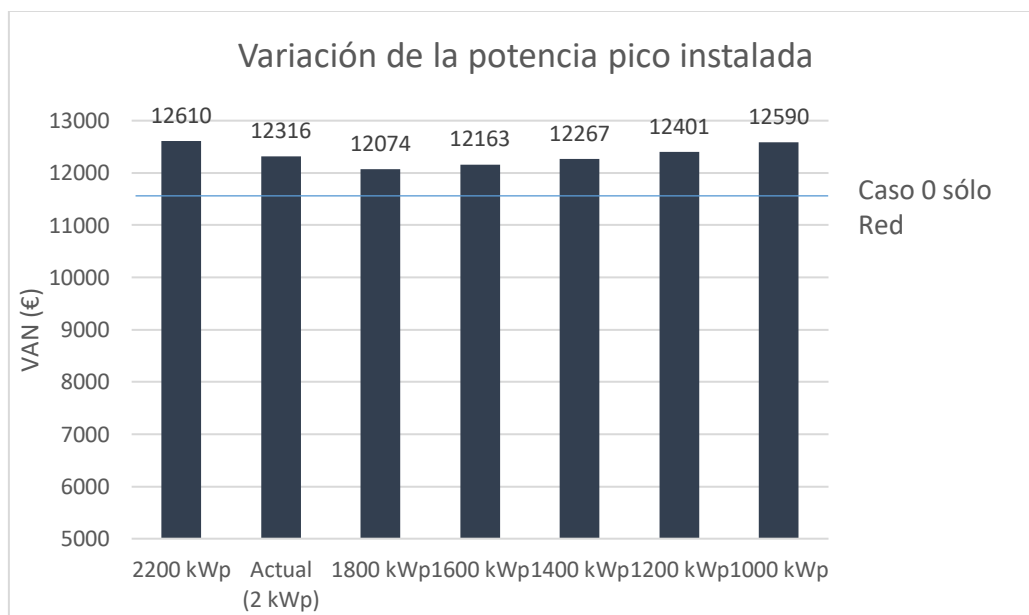


Figura 32. Variación de la potencia pico instalada. Caso 2 (Fuente: elaboración propia)



#### 4.4 Resultados del caso 3: Modelo de balance neto semejante al existente el EEUU.

En este caso la comparativa del VAN con el caso de sólo red presenta unos resultados más positivos. Tal y como se observa en la figura 33, el caso de balance neto energético similar al de EEUU resulta favorable frente al caso 0 en 5 de los 9 escenarios económicos evaluados, incluyendo el escenario tomado como referencia para los demás estudios de sensibilidad (escenario 5 neutro).

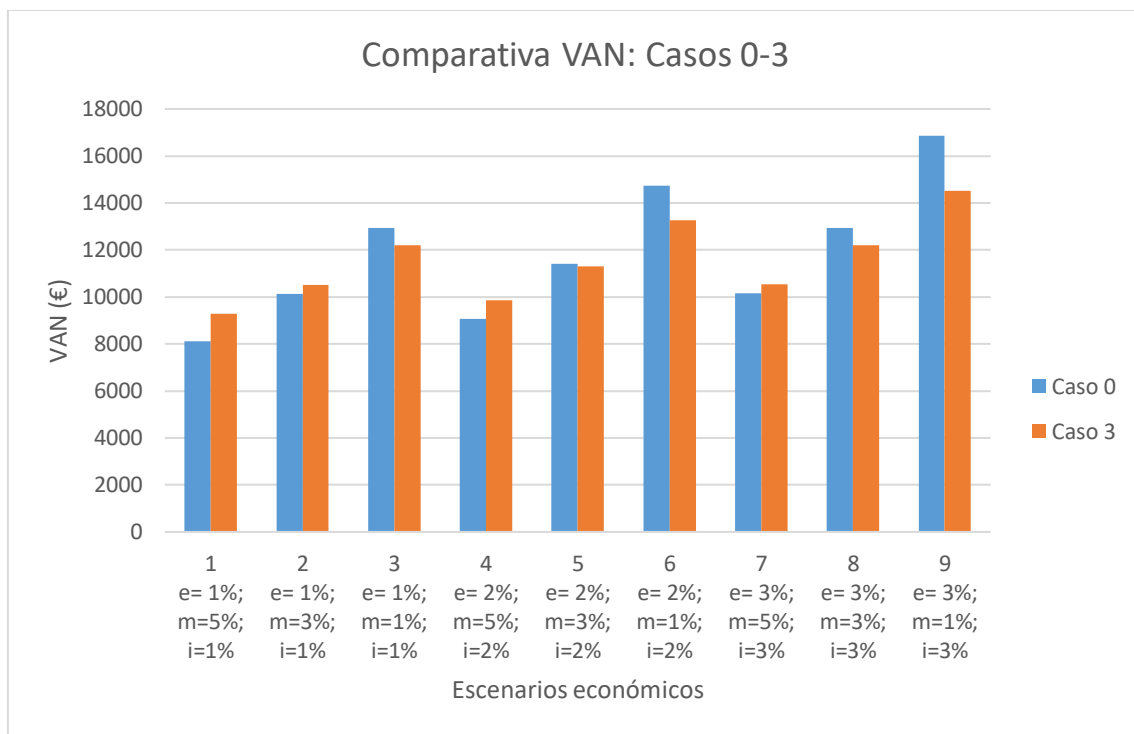


Figura 33. Comparativa de VAN de los casos 0 y 3 (Fuente: elaboración propia)

En este último, la diferencia de VAN es apenas 200 €, por lo que la rentabilidad puede quedar en duda, sin embargo, para escenarios económicos más desfavorables, como el escenario 9, la instalación fotovoltaica bajo el modelo del caso 3 resulta muy beneficiosa, obteniéndose un VAN de 14506 euros frente a los 16853€ que supondría el caso 0.

Además, se debe tener en cuenta que este modelo ha sido evaluado con un coste del servicio de balance neto de 0,03 €/kWh, el más alto de los evaluados en el caso 2, por lo que resulta casi evidente que si el coste fuera de 0,01 €/kWh, el caso 3 sería rentable para todos los escenarios económicos propuestos.

Los análisis de variación de los precios de los componentes (figuras 34, 35 y 36), indican que la rentabilidad puede llegar a ser grande con el abaratamiento de éstos, pudiendo llegar a diferencias de VAN de hasta 2000 €, como es el caso de la combinación más favorable, donde se obtiene un valor actual neto de 9300 €, que supone un gran valor respecto a los 11400 € de referencia.

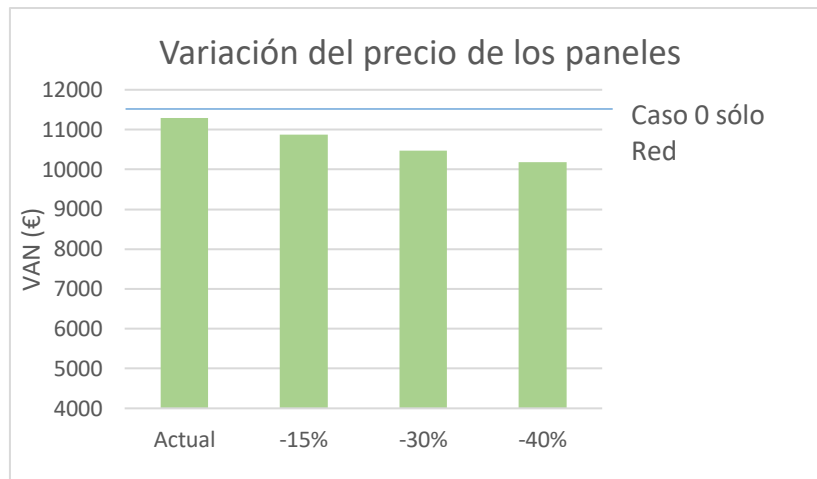


Figura 34. Análisis de variación del precio de los paneles. Caso 3 (Fuente: elaboración propia)

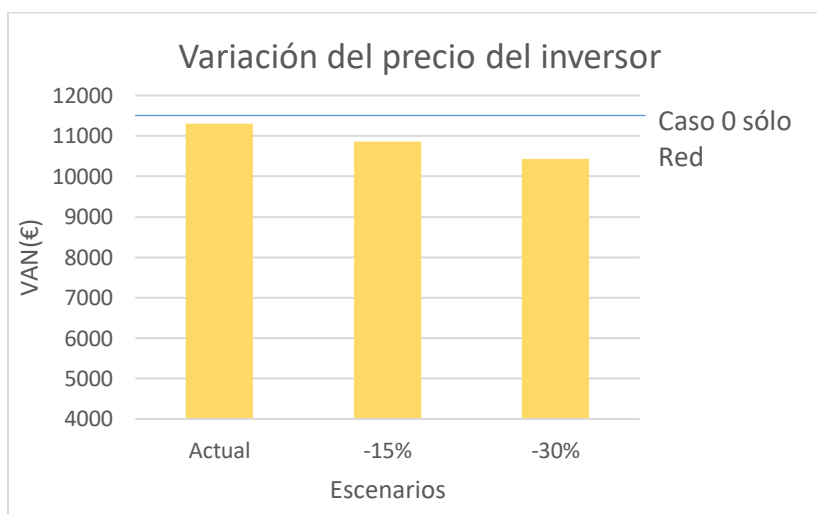


Figura 35. Análisis de variación del precio del inversor. Caso 3 (Fuente: elaboración propia)

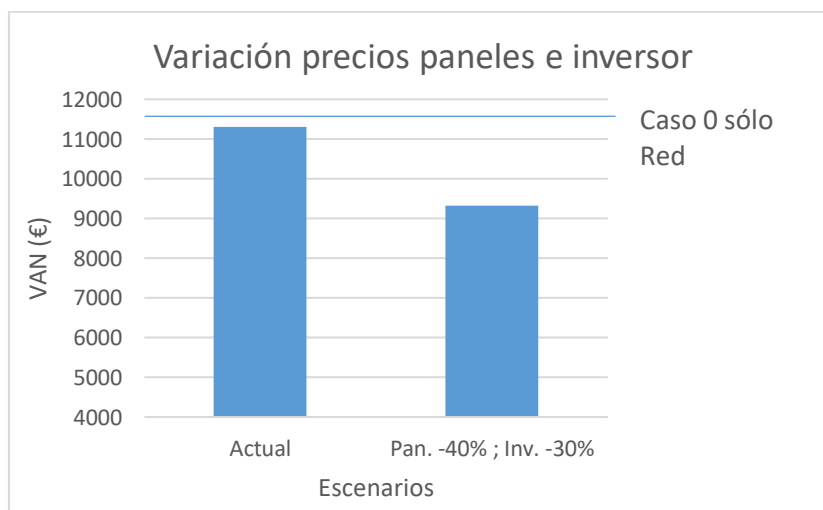


Figura 36. Mejor combinación de precios de paneles e inversor. Caso 3 (Fuente: elaboración propia)

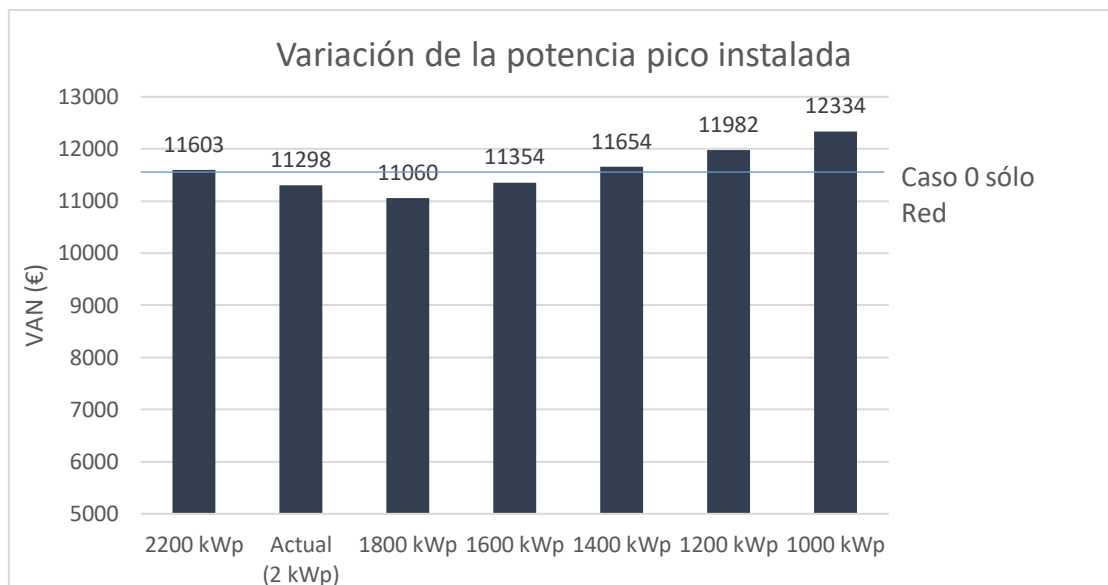


Figura 37. Variación de la potencia instalada. Caso 3 (Fuente: elaboración propia)

Del mismo modo que en el caso 2, existe una potencia instalada para la que se minimiza el valor del VAN, 1800 kWp (Figura 37). Además, en este caso la instalación se mantendría rentable entre los 2000 kW y los 1600 kW de potencia instalada.

La existencia de ese mínimo, probablemente será debida a que en ese punto la energía total generada y la total consumida se encuentran más próximas, por lo que hay menos excedentes, o lo que es lo mismo, se consume más energía proveniente de la instalación.

#### 4.5 Resultados del caso 4: Modelo de balance neto económico.

En este último caso de estudio se ha evaluado el balance neto económico con un precio de venta de 0,04 €/kWh, menor que el de compra. Además, el coste del Balance Neto se ha tomado como 0,01 €/kWh, con objeto de poder comparar con el balance energético del caso 2.

Como se puede observar en la figura 38, este modelo parece no resultar rentable frente al caso 0, ya que el VAN es mayor para todos los escenarios propuestos.

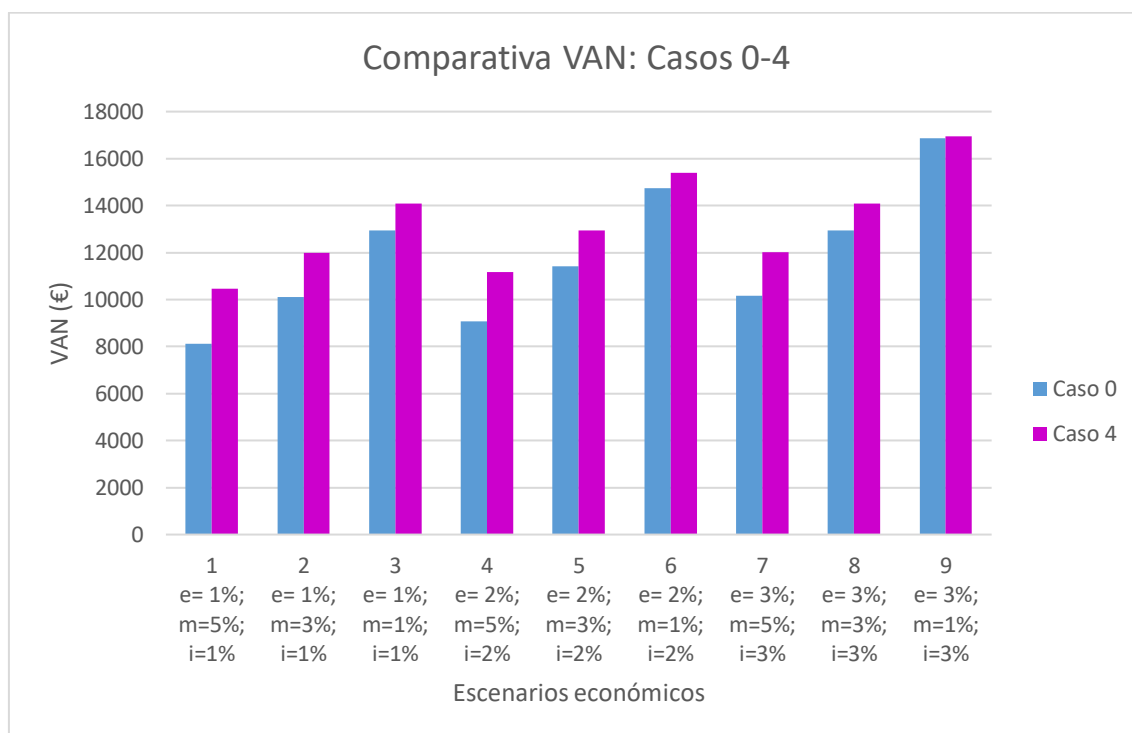


Figura 38. Comparativa de VAN de los casos 0 y 4 (Fuente: elaboración propia)

Es necesario tener en cuenta que los resultados pueden ser inciertos ya que el valor de venta de electricidad se ha supuesto. Si este modelo fuera regulado, el precio sería pactado con la administradora, existiendo un máximo impuesto por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, valor que en la práctica sería el tomado por las comercializadoras como válido.

Las variaciones en los precios de los componentes por separado no permiten llegar al nivel de VAN del caso 0 (figuras 39 y 40).

Por el contrario, la rebaja más favorable de ambos componentes (figura 40) si permitiría rebajar ese valor base, aunque la rentabilidad de la instalación sería muy moderada.

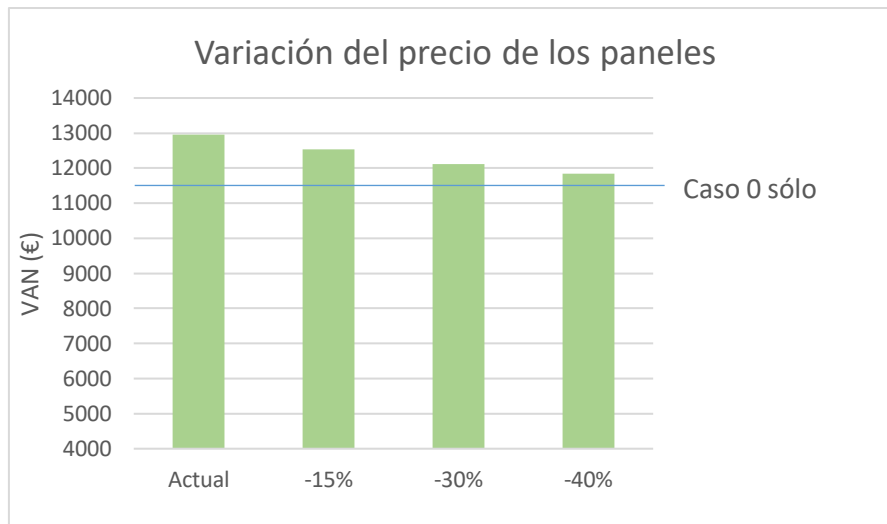


Figura 39. Análisis de variación del precio de los paneles. Caso 4 (Fuente: elaboración propia)

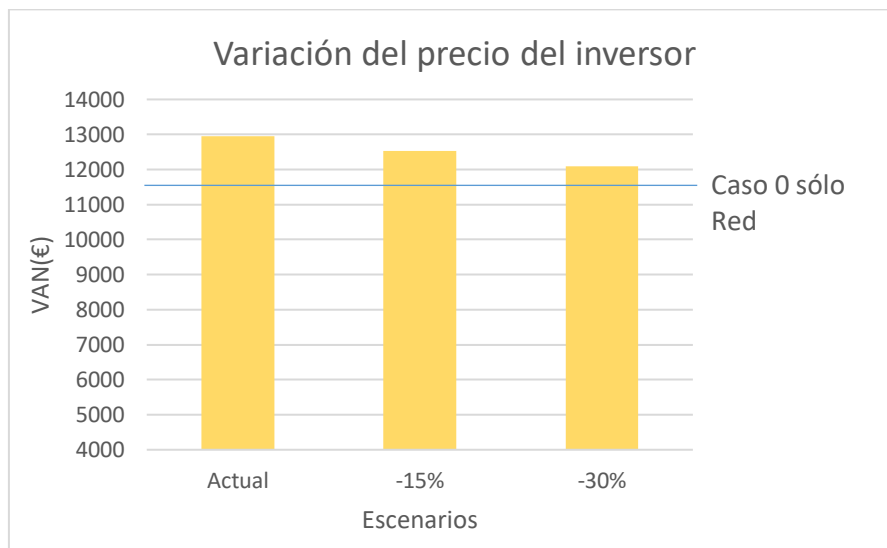


Figura 40. Análisis de variación del precio del inversor. Caso 4 (Fuente: elaboración propia)

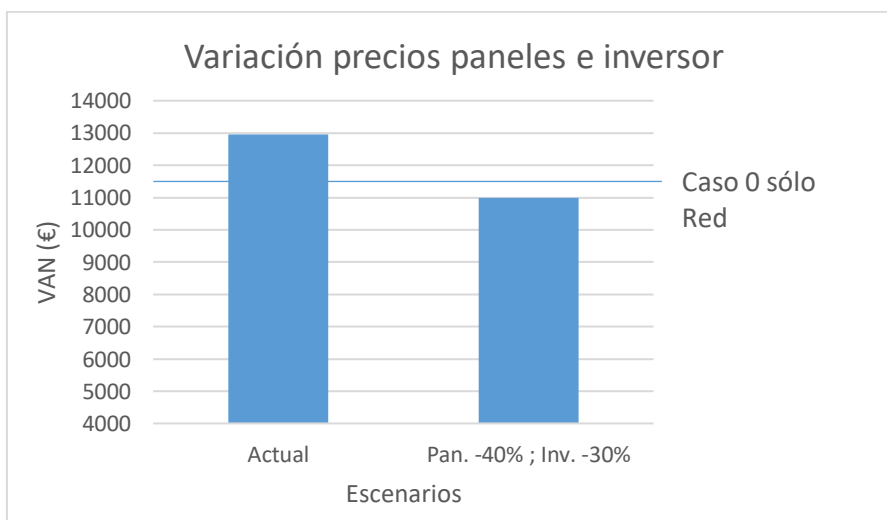


Figura 41. Mejor combinación de precios de paneles e inversor. Caso 4 (Fuente: elaboración propia)

#### 4.6 Resultados para un perfil de consumo modificado

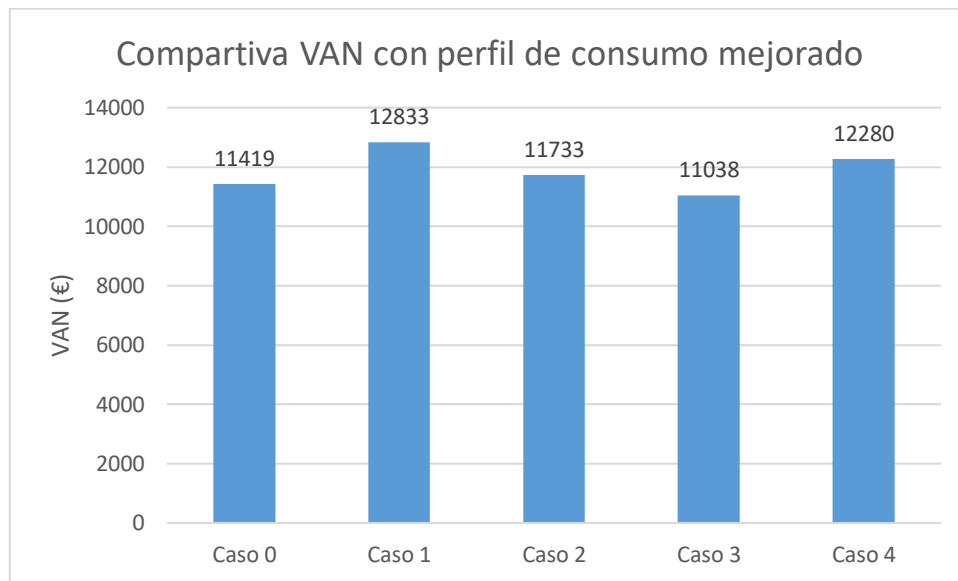


Figura 42. Comparativa del VAN con perfil mejorado. Casos 0 a 4 (Fuente: elaboración propia)

De la figura 42 puede extraerse que ni adaptando algo más el consumo a la producción fotovoltaica (se consigue una cobertura instantánea del 67,6 % frente al 52,8% del perfil original) se alcanza una buena rentabilidad de la instalación.

Analizando la figura 43, resulta lógico que en todos los casos el perfil mejorado ofrezca mejores resultados que el original, siendo el caso 1 donde se consiguen mayores diferencias debido a que es aquel en el que el aprovechamiento de la energía generada por la instalación es más crítico, ya que la energía no consumida se regala íntegramente a la red.

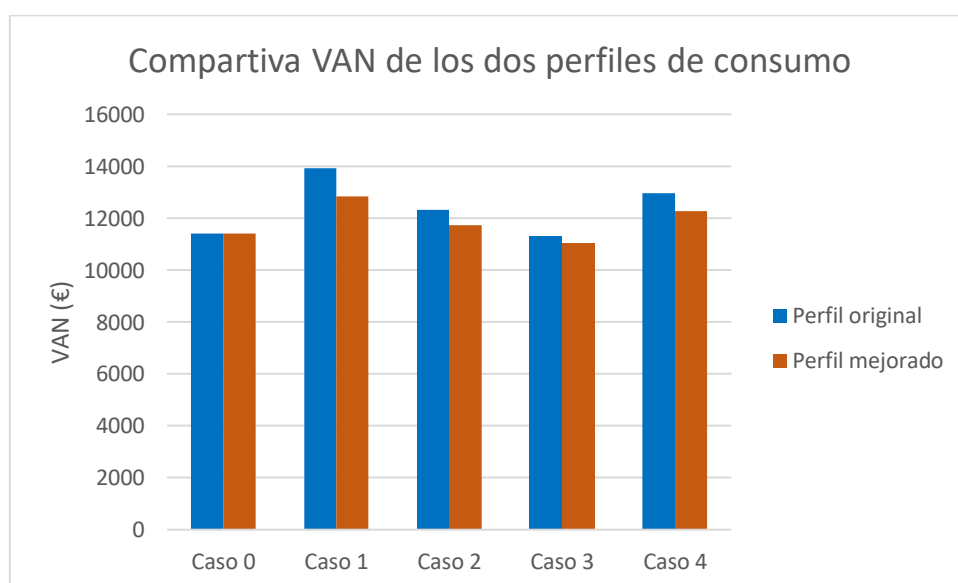


Figura 43. Comparativa VAN de los dos perfiles (Fuente: elaboración propia)

## 5. Conclusiones

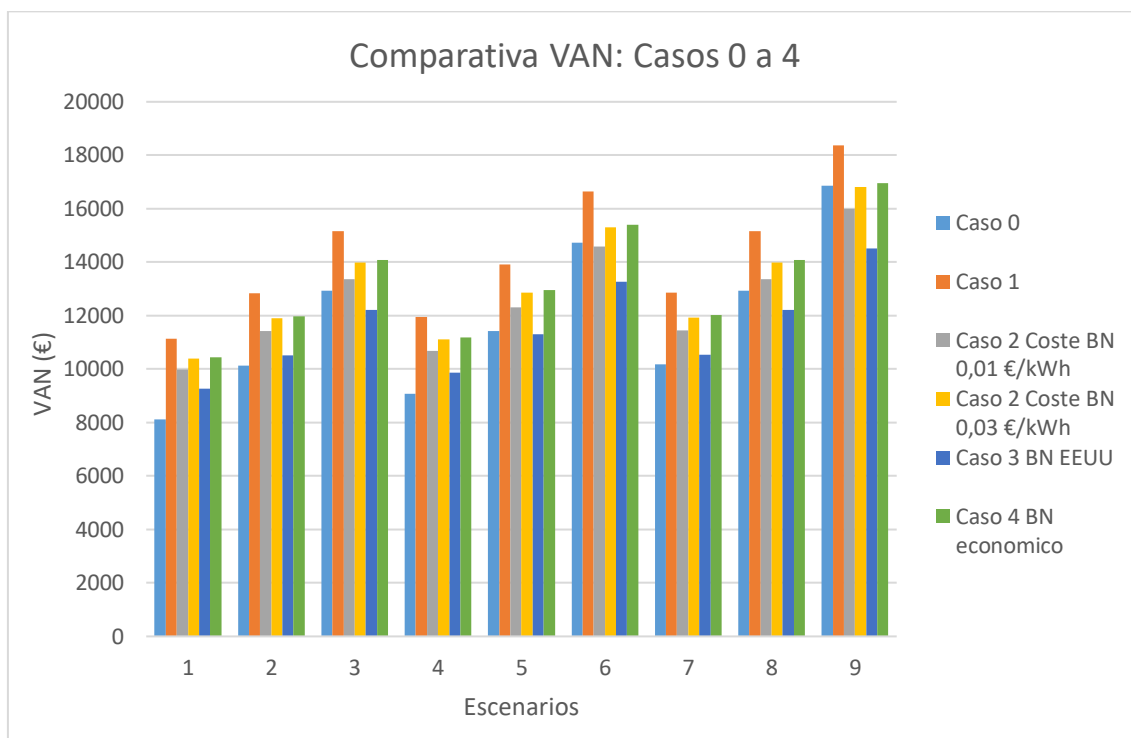


Figura 44. Comparativa del VAN de todos los casos (Fuente: elaboración propia)

Como ya se ha visto en los resultados, resulta evidente que la legislación actual no favorece de ninguna manera el desarrollo de la fotovoltaica en este país. Tal y como refleja la figura 44, el caso 1 correspondiente al modelo según la normativa vigente es el más desfavorable de los casos estudiados.

Se han obtenido muy pocos casos en los que la rentabilidad haya sido positiva con respecto a no instalar paneles, siendo los mejores con el caso 3 de balance neto según el modelo de Estados Unidos. Esto puede deberse a que se ha utilizado como precio medio de la electricidad el del presente año 2016, que ha sufrido grandes bajadas con respecto a años anteriores. Ello analizado con inflaciones de la electricidad bajas y con situaciones legislativas no favorables hace que actualmente sea más rentable comprar toda la electricidad de la red que realizar una inversión en una instalación fotovoltaica.

Por este motivo, es imprescindible que exista una modificación de la legislación para volver a impulsar el sector fotovoltaico en este país. Sin la ayuda de incentivos o tarifas atractivas para el consumidor no se puede conseguir la madurez de una tecnología, que permita el abaratamiento de los costes de los elementos que la componen y de este modo ir consiguiendo paulatinamente la paridad de red.

Esta modificación pasa por volver a proponer y aprobar el balance neto, sistema que bien configurado es a priori el más beneficioso, ya que permite al consumidor aprovechar el 100% de la energía que produce, utilizando la red eléctrica como una “batería” virtual. Como se ha visto

en este trabajo, existen modelos alternativos al regulado actualmente que podrían llegar a ser rentables, con unas condiciones favorables que fomenten el autoconsumo fotovoltaico.

Es necesario que los gobiernos no vean el desarrollo de la fotovoltaica como una amenaza para sus ingresos y no se dejen influenciar por el poder de las eléctricas que también se han visto afectadas, sino que lo vean como una forma de evolucionar hacia los objetivos europeos del 20/20/20 que actualmente se prevé complicado cumplir, y como una forma de lograr una menor dependencia energética del exterior.



## 6. Referencias

### Normativa:

- [1] Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- [2] Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto.
- [3] Proyecto de Real Decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- [4] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- [5] Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014.
- [6] Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015.
- [7] Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2016 y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- [8] Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- [9] Real Decreto-ley 9/2015, de 10 de julio, de medidas urgentes para reducir la carga tributaria soportada por los contribuyentes del Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas y otras medidas de carácter económico.

### Artículos:

- [10] Dufo López, Rodolfo; Bernal Agustín, José L. A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. *Energy* 84 (2015); 684-694.
- [11] Mir Artigues, Pere. The Spanish regulation of the photovoltaic demand-side generation. *Energy Policy* 63 (2013); 664-673.
- [12] Sarasa Maestro, Carlos J.; Dufo López, Rodolfo; Bernal Agustín, José L. Photovoltaic remuneration policies in the European Union. *Energy Policy* 55 (2013); 317-328.
- [13] Informe Renewable Capacity Statistics 2016. IRENA
- [14] Lorenzo, Eduardo. La energía que producen los sistemas fotovoltaicos conectados a la red: El mito del 1300 y el cascabel del gato. *EraSolar* 2002.

Páginas web:

- [15] <https://informeestadistico.idae.es/t1.htm> (última consulta: 20 octubre 2016)
- [16] <https://www.statista.com/statistics/264629/existing-solar-pv-capacity-worldwide/>  
(última consulta: 11 noviembre 2016)
- [17] <http://www.energias-renovables.com/articulo/como-esta-regulado-el-autoconsumo-en-20161025> (última consulta: 10 septiembre 2016)
- [18] <http://www.energiaysociedad.es/> (última consulta: 29 septiembre 2016)
- [19] <http://elperiodicodelaenergia.com/espana-cuarto-pais-del-mundo-con-mas-capacidad-de-renovables-per-capita/> (última consulta: 1 noviembre 2016)
- [20] [http://ree.es/sites/default/files/downloadable/avance\\_informe\\_sistema\\_electrico\\_2015\\_v2.pdf](http://ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2015_v2.pdf) (última consulta: 20 octubre 2016)
- [21] <http://www.sciencedirect.com/> (última consulta: 18 septiembre 2016)
- [22] [https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa\\_renovable\\_en\\_Espa%C3%B1a](https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_renovable_en_Espa%C3%B1a)  
(última consulta: 2 octubre 2016)
- [23] <http://fundacionrenovables.org/documentos/> (última consulta: 5 octubre 2016)
- [24] <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> (última consulta: 9 de noviembre 2016)
- [25] <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/> (última consulta: 9 de noviembre 2016)